



Universidad de Oviedo

Programa de Doctorado en Energía y Control de  
Procesos

Integración del aprovechamiento de la biomasa y la energía  
solar en las cuencas mineras de España

Tesis Doctoral

Beatriz María Paredes Sánchez

Gijón, España

Abril 2024



Universidad de Oviedo

Programa de Doctorado en Energía y Control de  
Procesos

Integration of the utilisation of biomass and solar energy in  
the mining basins of Spain

Tesis Doctoral

Autora: Beatriz María Paredes Sánchez

Director: José Pablo Paredes Sánchez

Gijón, España

Abril 2024



## RESUMEN DEL CONTENIDO DE TESIS DOCTORAL

1.- Título de la Tesis	
Español/Otro Idioma: Integración del aprovechamiento de la biomasa y la energía solar en las cuencas mineras de España	Inglés: Integration of the utilisation of biomass and solar energy in the mining basins of Spain
2.- Autor	
Nombre: Beatriz María Paredes Sánchez	DNI/Pasaporte/NIE:
Programa de Doctorado: Programa de Doctorado en Energía y Control de Procesos	
Órgano responsable: Centro Internacional de Postgrado	

### RESUMEN (en español)

Uno de los actuales desafíos de la sociedad es la incorporación de fuentes de energía renovable a la producción de energía para la reducción del consumo de combustibles fósiles y mitigar efectos nocivos sobre el medio ambiente en Europa. Las fuentes de energía renovable destacan por ser recursos naturales potencialmente inagotables, aunque con disponibilidad y naturaleza heterogénea, lo que dificulta su implementación en sistemas de producción de energía. Este trabajo aborda el estudio del aprovechamiento integrado de fuentes de energía renovable, i.e., biomasa y energía solar, para sistemas de producción de energía en las cuencas mineras de España, debido a la necesidad de potenciar la gestión de recursos energéticos alternativos y autóctonos. En este contexto, las cuencas mineras carboníferas se muestran como un área de estudio representativa del aprovechamiento de energía, ya que presentan una cadena integral de suministro y conversión energética derivada de la gestión de recursos mineros de carbón. La metodología multifase aplicada permite evaluar las diferentes etapas del proceso de aprovechamiento de fuentes de energía renovable, desde la evaluación de la disponibilidad de los recursos, el posterior análisis de la tecnología y conversión energética, hasta la caracterización de la gestión energética. En este sentido, se presenta un modelo multiparamétrico derivado de indicadores de desempeño energético, i.e., factores de cobertura y rendimiento energético, sustentados en el análisis del comportamiento de sistemas productivos primarios de producción de energía, i.e., sistema híbrido-modular, para la gestión de recursos de energía renovable. Adicionalmente, se evalúa la potencial integración de la gestión de biocombustibles, i.e., biocarbón, al resultar una alternativa directa en sistemas de conversión energética con carbón. Finalmente, los resultados obtenidos muestran la viabilidad de la integración de los recursos autóctonos estudiados para ser una alternativa en el ámbito de los sistemas de producción de energía.



### **RESUMEN (en Inglés)**

One of the current challenges of society is the incorporation of renewable energy sources into energy production to reduce the consumption of fossil fuels and mitigate harmful effects on the environment in Europe. Renewable energy sources stand out for being potentially inexhaustible natural resources, although with heterogeneous availability and nature, which complicates their implementation in energy production systems. This work addresses the study of the integrated use of renewable energy sources, i.e., biomass and solar energy, for energy production systems in the mining basins of Spain, due to the need to enhance the management of alternative and indigenous energy resources. In this context, coal mining basins are shown as a representative area of energy utilization since they present a comprehensive chain of supply and energy conversion derived from the management of coal mining resources. The applied multifaceted methodology allows evaluating the different stages of the renewable energy sources utilization process, from the assessment of resource availability, subsequent analysis of technology and energy conversion, to energy management characterization. In this sense, a multiparametric model derived from energy performance indicators, i.e., coverage factors and energy efficiency, is presented, supported by the analysis of the behaviour of primary productive systems for energy production, i.e., hybrid-modular system, for renewable energy resource management. Additionally, the potential integration of biofuel management, i.e., biocoal, is evaluated as a direct alternative in energy conversion systems with coal. Finally, the results obtained show the feasibility of integrating the studied indigenous resources as an alternative in the field of energy production systems.



## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia:  
A mi padre, José  
A mi madre, María de los Dolores  
A mi querido hermano Pablo  
Y a Alejandro

**Este es el fruto de vuestro apoyo incondicional**

## **Resumen**

Uno de los actuales desafíos de la sociedad es la incorporación de fuentes de energía renovable a la producción de energía para la reducción del consumo de combustibles fósiles y mitigar efectos nocivos sobre el medio ambiente en Europa. Las fuentes de energía renovable destacan por ser recursos naturales potencialmente inagotables, aunque con disponibilidad y naturaleza heterogénea, lo que dificulta su implementación en sistemas de producción de energía. Este trabajo aborda el estudio del aprovechamiento integrado de fuentes de energía renovable, i.e., biomasa y energía solar, para sistemas de producción de energía en las cuencas mineras de España, debido a la necesidad de potenciar la gestión de recursos energéticos alternativos y autóctonos. En este contexto, las cuencas mineras carboníferas se muestran como un área de estudio representativa del aprovechamiento de energía, ya que presentan una cadena integral de suministro y conversión energética derivada de la gestión de recursos mineros de carbón. La metodología multifase aplicada permite evaluar las diferentes etapas del proceso de aprovechamiento de fuentes de energía renovable, desde la evaluación de la disponibilidad de los recursos, el posterior análisis de la tecnología y conversión energética, hasta la caracterización de la gestión energética. En este sentido, se presenta un modelo multiparamétrico derivado de indicadores de desempeño energético, i.e., factores de cobertura y rendimiento energético, sustentados en el análisis del comportamiento de sistemas productivos primarios de producción de energía, i.e., sistema híbrido-modular, para la gestión de recursos de energía renovable. Adicionalmente, se evalúa la potencial integración de la gestión de biocombustibles, i.e., biocarbón, al resultar una alternativa directa en sistemas de conversión energética con carbón. Finalmente, los resultados obtenidos muestran la viabilidad de la integración de los recursos autóctonos estudiados para ser una alternativa en el ámbito de los sistemas de producción de energía.

## **Abstract**

One of the current challenges of society is the incorporation of renewable energy sources into energy production to reduce the consumption of fossil fuels and mitigate harmful effects on the environment in Europe. Renewable energy sources stand out for being potentially inexhaustible natural resources, although with heterogeneous availability and nature, which complicates their implementation in energy production systems. This work addresses the study of the integrated use of renewable energy sources, i.e., biomass and solar energy, for energy production systems in the mining basins of Spain, due to the need to enhance the management of alternative and indigenous energy resources. In this context, coal mining basins are shown as a representative area of energy utilization since they present a comprehensive chain of supply and energy conversion derived from the management of coal mining resources. The applied multifaceted methodology allows evaluating the different stages of the renewable energy sources utilization process, from the assessment of resource availability, subsequent analysis of technology and energy conversion, to energy management characterization. In this sense, a multiparametric model derived from energy performance indicators, i.e., coverage factors and energy efficiency, is presented, supported by the analysis of the behaviour of primary productive systems for energy production, i.e., hybrid-modular system, for renewable energy resource management. Additionally, the potential integration of biofuel management, i.e., biocoal, is evaluated as a direct alternative in energy conversion systems with coal. Finally, the results obtained show the feasibility of integrating the studied indigenous resources as an alternative in the field of energy production systems.

# ÍNDICE GENERAL

---

<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>1</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>2</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>3</b>
<b>ÍNDICE GENERAL .....</b>	<b>4</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>6</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>7</b>
<b>NOMENCLATURA .....</b>	<b>9</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>13</b>
1.1. El sector energético.....	13
1.2. La minería como origen de recursos energéticos .....	18
1.3. Fuentes de energía sostenibles en entornos mineros .....	22
1.4. Los territorios de las cuencas mineras de carbón como área de estudio de España .	24
1.5. Contexto de recursos, tecnología y gestión energética .....	28
1.5.1. Contexto de recursos energéticos de biomasa y energía solar .....	28
1.5.1.1. Biomasa.....	29
1.5.1.2. Energía solar .....	37
1.5.2. Contexto tecnológico en conversión energética de los recursos .....	42
1.5.2.1. Conversión energética .....	42
1.5.2.2. Sistemas híbridos de producción primaria de energía para integración de fuentes de energía primaria .....	49
1.5.3. Contexto de gestión de la energía .....	51
1.5.3.1. Evolución en la gestión de los recursos de energía de la minería .....	51
1.5.3.2. Gestión de la energía como alternativa a los recursos mineros energéticos	53
1.5.3.3. Transición energética y sostenibilidad para la gestión energética en los territorios de las cuencas mineras .....	59
<b>2. OBJETIVOS .....</b>	<b>62</b>
2.1. Objetivos .....	62
2.2. Estructura de la tesis .....	62
<b>3. METODOLOGÍA .....</b>	<b>64</b>
3.1. Estructura metodológica: recurso, tecnología y gestión .....	64
3.2. El Método multifase factorial.....	66
3.2.1. Fase I: Recursos .....	66
3.2.1.1. Recurso de biomasa.....	67
3.2.1.2. Recurso solar.....	74

3.2.2.	Fase II: Tecnología de conversión energética .....	76
3.2.2.1.	Bioenergía.....	78
3.2.2.2.	Energía solar: el método “F-Chart”.....	81
3.2.2.3.	Los indicadores de desempeño energético .....	83
3.2.2.4.	Sistema de producción de energía primaria de referencia como sistema híbrido-modular .....	85
3.2.3.	Fase III: Gestión energética .....	88
3.2.3.1.	Gestión del suministro de energía.....	90
3.2.3.2.	Gestión de la implementación del sistema híbrido-modular .....	95
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>99</b>
4.1.	Fase I: Recursos .....	100
4.2.	Fase II: Tecnología de conversión energética .....	103
4.3.	Fase III: Gestión energética .....	109
<b>5.</b>	<b>DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>115</b>
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>121</b>
<b>7.</b>	<b>TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>124</b>
<b>8.</b>	<b>COMPENDIO DE PUBLICACIONES .....</b>	<b>125</b>
8.1.	<i>Publicación I.</i> Fase I: Recurso solar.....	127
8.2.	<i>Publicación II.</i> Fase I: Recurso biomasa .....	150
8.3.	<i>Publicación III.</i> Fase II: Tecnología para la integración de la conversión energética renovable mediante modelos multifase .....	187
8.4.	<i>Publicación IV.</i> Fase II: Tecnología de conversión energética en sistemas de producción primaria de energía.....	202
8.5.	<i>Publicación V.</i> Fase III: Gestión energética para la implementación de recursos energéticos híbridos conforme a modelo “F-Chart-P” en entornos mineros.....	226
8.6.	<i>Publicación VI.</i> Fase III: Gestión energética de sistemas de conversión de energía basados en la integración de biocombustibles en entornos mineros .....	247
<b>9.</b>	<b>INFORME DE FACTOR DE IMPACTO .....</b>	<b>273</b>
<b>10.</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>276</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 1.</b> Definición del código de cada zona de estudio en el área de estudio. ....	27
<b>Tabla 2.</b> Parámetros de caracterización típicos de biomasa forestal. ....	35
<b>Tabla 3.</b> Poder Calorífico Inferior por tipo de combustible. ....	36
<b>Tabla 4.</b> Emisiones equivalentes a CO <sub>2</sub> totales brutas de gases de efecto invernadero (GEI)....	54
<b>Tabla 5.</b> Distribución de los recursos renovables en instalaciones de producción industrial de energía en las comunidades autónomas de las cuencas mineras .....	57
<b>Tabla 6.</b> Modelo de rangos de referencia composición de biomasa forestal como recurso basado en el análisis elemental. ....	73
<b>Tabla 7.</b> Modelo de rangos de referencia composición de biomasa forestal como recurso basado en el análisis inmediato. ....	73
<b>Tabla 8.</b> Parámetros operativos del sistema de referencia híbrido-modular. ....	87
<b>Tabla 9.</b> Parámetros de caracterización de la composición de la biomasa y el carbón para el análisis medioambiental del sistema de referencia híbrido-modular. ....	90
<b>Tabla 10.</b> Parámetros del sistema de referencia de producción de biocarbón industrial. ....	93
<b>Tabla 11.</b> Principales parámetros económicos del sistema de referencia híbrido-modular. ....	95
<b>Tabla 12.</b> Ratio anual estimado por tipo de empleo por el sistema híbrido-modular. ....	97
<b>Tabla 13.</b> Tecnología de conversión termo-energética. ....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

<b>Figura 1.</b> Tasa de variación de la demanda mundial de energía primaria. ....	13
<b>Figura 2.</b> Estructura de la de la demanda mundial de energía primaria.....	14
<b>Figura 3.</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> en el mundo durante el periodo 1900-2020.....	15
<b>Figura 4.</b> Evolución de energía bruta disponible por fuente energética en España. ....	17
<b>Figura 5.</b> Evolución de la energía bruta disponible de energías renovables en España. ....	18
<b>Figura 6.</b> Contribución por tipo de recurso energético a la producción de energía primaria. ...	20
<b>Figura 7.</b> Consumo de energía final por tipo de recurso energético en España. ....	21
<b>Figura 8.</b> Consumo de energía procedente del carbón en España. ....	21
<b>Figura 9.</b> Producción de energía con recursos autóctonos en España. ....	25
<b>Figura 10.</b> El área de estudio de las cuencas mineras de carbón en España. ....	27
<b>Figura 11.</b> Esquema del proceso de fotosíntesis.....	30
<b>Figura 12.</b> Distribución de los bosques en el mundo. ....	31
<b>Figura 13.</b> Distribución de la superficie de bosque en el mundo.....	32
<b>Figura 14.</b> Existencias en formación de bosques en el mundo. ....	32
<b>Figura 15.</b> Mapa de producción de biomasa forestal en Europa. ....	33
<b>Figura 16.</b> Biomasa forestal apilada para su procesamiento. ....	34
<b>Figura 17.</b> Biomasa forestal residual húmeda.....	36
<b>Figura 18.</b> Reacción de fusión nuclear. ....	37
<b>Figura 19.</b> Interacción entre la energía solar y la Tierra. ....	38
<b>Figura 20.</b> Irradiación solar global horizontal en el mundo. ....	40
<b>Figura 21.</b> Irradiación solar global horizontal en Europa. ....	41
<b>Figura 22.</b> Sistema de generación de energía de central térmica de carbón. ....	44
<b>Figura 23.</b> Módulo de colector solar para sistema de producción energía térmica. ....	45
<b>Figura 24.</b> Módulo de caldera de biomasa para sistema de producción primaria de energía. ..	47
<b>Figura 25.</b> Configuración en módulos de producción de energía térmica.....	50
<b>Figura 26.</b> “Diagrama de Sankey” de la energía en España. ....	54
<b>Figura 27.</b> Evolución del consumo de energía durante el período 2010-2021 en España. ....	55
<b>Figura 28.</b> Evolución del consumo de energía en la industria extractiva durante el período 2010-2021 en España. ....	55
<b>Figura 29.</b> Consumos energéticos en las comunidades autónomas de las cuencas mineras de España. ....	56
<b>Figura 30.</b> Esquema metodológico.....	65
<b>Figura 31.</b> Subesquema metodológico de la Fase I: Recursos. ....	67
<b>Figura 32.</b> Mapa distribución biomasa forestal en España.....	68
<b>Figura 33.</b> Muestras de residuo de biomasa: (a) conífera, (b) frondosa y (c) mezclas. ....	71
<b>Figura 34.</b> Mapa distribución de la irradiación global anual en España. ....	75
<b>Figura 35.</b> Subesquema metodológico de la Fase II: Tecnología de conversión energética.....	78
<b>Figura 36.</b> Estructura base del sistema híbrido-modular.....	86
<b>Figura 37.</b> Subesquema metodológico de la Fase III: Gestión energética. ....	88
<b>Figura 38.</b> Disponibilidad del recurso solar por Zona de Estudio. ....	100
<b>Figura 39.</b> Distribución de la superficie forestal por Zona de Estudio. ....	101
<b>Figura 40.</b> Masa total de los recursos potenciales y disponibles por Zona de Estudio. ....	102
<b>Figura 41.</b> Distribución de la energía disponible de la biomasa forestal por Zona de Estudio. ....	103
<b>Figura 42.</b> Carga térmica anual por sistema híbrido-modular por Zona de Estudio.....	105

<b>Figura 43.</b> Suministro de bioenergía anual en el sistema híbrido-modular por Zona de Estudio. .....	106
<b>Figura 44.</b> Suministro de energía solar anual del sistema híbrido-modular por Zona de Estudio. .....	106
<b>Figura 45.</b> Factores de rendimiento en el sistema híbrido-modular a lo largo del año por Zona de Estudio: (a) Factor de cobertura con recurso solar, (b) Factor de cobertura con recurso de biomasa y (c) Factor de cobertura con recurso biomasa-solar.....	108
<b>Figura 46.</b> Estimación de costes relacionados con el suministro de biomasa por Zona de Estudio. .....	109
<b>Figura 47.</b> Estimación de costes relacionados con el suministro de biomasa y su potencial transformación en biocarbón por Zona de Estudio. ....	110
<b>Figura 48.</b> Potencial de producción de energía térmica y eléctrica para el modelo de análisis propuesto de producción de biocarbón por Zona de Estudio. ....	111
<b>Figura 49.</b> Número de sistemas híbridos-modulares potenciales y la potencia por sector. ....	112
<b>Figura 50.</b> Enfoque de rendimiento económico del sistema híbrido-modular en términos de flujo de caja y flujo de caja acumulado. ....	112
<b>Figura 51.</b> Análisis económico del sistema híbrido-modular. ....	113
<b>Figura 52.</b> Escenario potencial de generación de empleo-año y capacidad de suministro térmico referido a viviendas.....	114
<b>Figura 53.</b> Esquema del proceso de conversión de recursos renovables a energía térmica....	116
<b>Figura 54.</b> Modelo conceptual de sistema híbrido-modular para producción de energía térmica en infraestructura del área de estudio. ....	117
<b>Figura 55.</b> Esquema de integración del proceso de publicaciones en la estructura base de la tesis. .....	126



## NOMENCLATURA

---

### Lista de Abreviaturas

**ed.:** Editorial  
**eds.:** Editores  
**e.g.:** "Exempli gratia" ["por ejemplo"]  
**empleo-año:** empleo equivalente a un periodo de un año  
**eq.:** Equivalente  
**etc.:** "Et cetera" ["y lo demás"]  
**et al.:** "Et alii" ["y otros"]  
**ha:** Hectárea  
**i.e.:** "Id est" ["es decir"]  
**nº. /núm.:** Número  
**pp.:** Páginas  
**prod.:** Producción  
**res.:** Residuo  
**t:** Tonelada [1 t = 10<sup>6</sup> Mg]  
**tep:** Tonelada equivalente de petróleo [1 tep = 41,87 GJ]  
**vol.:** Volumen.

### Lista de Acrónimos

**ACS:** Agua Caliente Sanitaria  
**ADHAC:** Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío  
**APPA:** Asociación de Empresas de Energías Renovables  
**ATG:** "Atlantic Technology Group"  
**BOE:** Boletín Oficial del Estado  
**BP:** "British Petroleum"  
**CEE:** Club Español de la Energía  
**CORES:** Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos  
**COV:** Compuesto Orgánico Volátil  
**CUE:** Consejo de la Unión Europea  
**CSP:** "Concentrated Solar Power" [Energía Solar de Concentración]  
**DH:** "District Heating" [Red de Calor]  
**DHC:** "District Heating and Cooling" [Red de Calor y Frío]  
**ECN:** "Energy Research Center of the Netherlands" [Centro de Investigación de Energía de los Países Bajos]  
**EEA:** "European Environment Agency" [Agencia Europea del Medio Ambiente]  
**EEUU:** Estados Unidos  
**EFI:** "European Forest Institute" [Instituto Forestal Europeo]  
**EIA:** "Energy Information Administration" [Administración de Información Energética de los Estados Unidos]  
**FAEN:** Fundación Asturiana de la Energía  
**FAO:** "Food and Agriculture Organization of the United Nations" [Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación]  
**FECYT:** Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología  
**FEF:** Fuentes de Energía Fósil

**FER:** Fuentes de Energía Renovable  
**GEI:** Gases de Efecto Invernadero  
**GIS:** “Geographical Information System” [Sistema de Información Geográfica]  
**GLP:** Gas Licuado de Petróleo  
**GNL:** Gas Natural Licuado  
**IAEA:** “International Atomic Energy Agency” [Agencia Internacional de la Energía Atómica]  
**ICMM:** “International Council on Mining and Metals” [Consejo Internacional de Minería y Metales]  
**IDAE:** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía  
**I+D+i:** Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i)  
**IDEn:** Indicadores de Desempeño Energético  
**IEA:** “International Energy Agency” [Agencia Internacional de la Energía]  
**IGME:** Instituto Geológico y Minero de España  
**INE:** Instituto Nacional de Estadística  
**IPC:** Índice de Precios al Consumidor  
**IRENA:** “International Renewable Energy Agency” [Agencia Internacional de la Energía Renovable]  
**IRMC:** Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y de las Cuencas Mineras.  
**IRP:** “International Resource Panel” [Panel de Recursos Internacional]  
**JCR:** “Journal Citation Reports” [Informes de citas de revistas]  
**JEGE:** Jefatura del Estado del Gobierno de España  
**MIT:** “Massachusetts Institute of Technology” [Instituto de Tecnología de Massachusetts]  
**NEA:** “Nuclear Energy Agency” [Agencia de la Energía Nuclear]  
**MITECO:** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico  
**MINETUR:** Ministerio de Industria, Energía y Turismo  
**MP:** “Multilayer Perceptron” [Perceptron Multicapa]  
**NREL:** “National Renewable Energy Laboratory” [Laboratorio Nacional de Energía Renovable]  
**ONU:** Organización de las Naciones Unidas  
**ORC:** “Organic Rankine Cycle” [Ciclo Rankine Orgánico]  
**PCI:** Poder Calorífico Inferior  
**PCS:** Poder Calorífico Superior  
**PIB:** Producto Interior Bruto  
**PM:** “Particulate Matter” [Materia Particulada]  
**PNIEC:** Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima  
**RSU:** Residuos Sólidos Urbanos  
**SCR:** “SCImago Journal Rank” [Rango de Revista SCImago]  
**SDH:** “Solar District Heating” [Calefacción Solar de Distrito]  
**SIG:** Sistema de Información Geográfica  
**SPI:** “Scholarly Publishers Indicators” [Indicadores de Editores Académicos]  
**SVM:** “Support Vector Machines” [máquinas de vector soporte]  
**TAE:** Tasa Anual Equivalente  
**TES:** “Thermal energy storage” (TES) [Thermal Energy Storage]  
**TIR:** Tasa Interna de Retorno  
**UE:** Unión Europea  
**UK:** “United Kingdom” [Reino Unido]  
**UN:** “United Nations” [Organización de las Naciones Unidas].

**USA:** “United States of America” [Estados Unidos de América]  
**VAN:** Valor Actual Neto  
**WBA:** “World Bioenergy Association” [Asociación Mundial de la Bioenergía].  
**WCA:** “World Coal Association” [Asociación Mundial del Carbón]  
**WCED:** “World Commission on Environment and Development” [Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo]  
**WMO:** “World Meteorological Organization” [Organización Meteorológica Mundial]  
**ZE:** Zona de Estudio

## Nomenclatura Paramétrica

$a$  = Tipo de descuento o tipo de interés  
 $A_c$  = Área del colector solar  
 $C_{en}$  = Fracción de cenizas en materia seca  
 $C_p$  = Calor específico de un fluido caloportador  
 $CE$  = Coste de derechos de emisión de  $CO_2$   
 $CFP$  = Coste de fabricación del pellet torrefactado (biocarbón)  
 $CR$  = Coste de recolección  
 $CR_i$  = Coste de recolección del recurso disponible por tipo de especie forestal en torno a cada nodo  
 $CT$  = Coste de transporte de biomasa  
 $CTPB$  = coste total de producción del combustible  
 $CTSB$  = Coste total de suministro de biomasa  
 $E$  = Energía disponible del recurso de biomasa  
 $E_b$  = Bioenergía como biocarbón  
 $F_b$  = Factor de cobertura con recurso de biomasa o fracción biomasa  
 $f_{bi}$  = Factor de cobertura mensual con recurso de biomasa  
 $F_{b/s}$  = Factor de cobertura con recurso biomasa-solar o fracción biomasa-solar  
 $F_s$  = Factor de cobertura con recurso solar o fracción solar  
 $f_{si}$  = Factor de cobertura mensual con recurso solar  
 $F_R$  = Factor de eliminación de calor del colector solar  
 $F'_R$  = Factor de eficiencia colector-intercambiador de calor  
 $F_t$  = Flujos de dinero en cada periodo  
 $H$  = Fracción de hidrógeno en materia seca  
 $H_H$  = Energía solar incidente diaria sobre superficie horizontal  
 $H_T$  = Energía solar incidente diaria sobre superficie inclinada  
 $I_0$  = Inversión inicial  
 $k$  = Factor de corrección de la radiación solar incidente  
 $L$  = Carga térmica total mensual  
 $m$  = Masa total de recurso disponible  
 $m_b$  = Masa del biocarbón producido  
 $m_i$  = Masa de recurso disponible de coníferas, frondosas y mezclas  
 $M$  = Masa total de recurso potencial  
 $M_i$  = Masa de recurso potencial de coníferas, frondosas y mezclas  
 $\dot{m}_f$  = Flujo másico de fluido caloportador  
 $\dot{m}_c$  = Flujo másico de combustible  
 $N$  = Número de días por mes  
 $PCI$  = Poder calorífico inferior  
 $PCI_i$  = Poder calorífico inferior de coníferas, frondosas y mezclas  
 $PCI_b$  = Poder calorífico inferior de la masa del biocarbón

PCI<sub>cj</sub> = Poder calorífico inferior por tipo de combustible fósil  
PCS = Poder calorífico superior  
P&CE = Coste de producción del combustible y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>  
 $\dot{Q}$  = Energía térmica producida o carga térmica  
t = Periodo de tiempo considerado para la inversión  
 $\bar{T}_a$  = Temperatura ambiente media mensual  
T<sub>ref</sub> = Temperatura de referencia empírica  
TIR = Tasa interna de retorno  
U<sub>L</sub> = Coeficiente global de pérdidas de energía del colector solar  
VAN = Valor Actual Neto

### **Letras griegas**

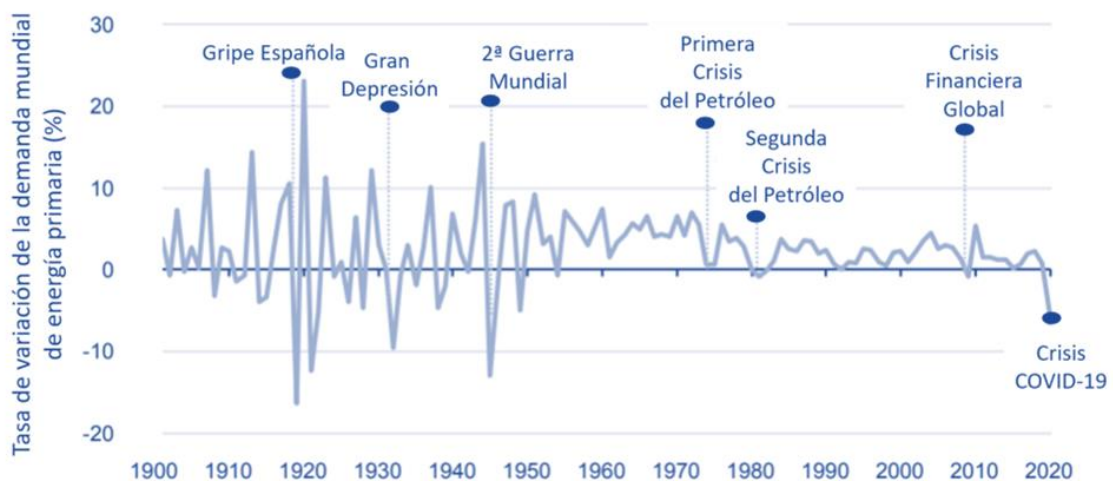
$\alpha_y$  = Rendimiento másico del proceso de torrefacción  
 $\beta_y$  = Rendimiento energético del proceso de torrefacción  
 $\Delta t$  = Número total de segundos de duración en el mes.  
 $\Delta T$  = Diferencia de temperaturas entre el agua de red y el agua de distribución  
 $\eta$  = Rendimiento térmico de la caldera  
 $\tau\alpha$  = Transmitancia-absorción mensual

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. El sector energético

El **aprovechamiento de la energía**, desde diferentes puntos de vista, representa un reto a nivel mundial, por lo que ha sido objeto de análisis desde la obtención recurso hasta su posterior conversión y gestión en energía final. El **desafío** planteado en el ámbito energético consiste en mitigar el cambio climático, causado por la producción de emisiones contaminantes, entre las que se incluyen las denominadas emisiones de **Gases de Efecto Invernadero (GEI)** derivadas de la utilización de combustibles fósiles y reducir la influencia negativa que las tensiones geopolíticas involucradas ejercen sobre la sociedad. El ámbito de la industria energética incluye varias etapas y procesos: la producción de energía, el almacenamiento y el transporte y el consumo.

Las continuas crisis derivadas de la inestabilidad en los mercados internacionales, como las causadas por conflictos, factores económicos o pandemias afectan a la gestión de la energía. La crisis causada por la pandemia del COVID-19 conduce a que la contextualización energética del año 2019 tenga especial interés como referencia de la producción energética mundial, pues esta crisis ha afectado particularmente a la demanda de energía, tal como recogen los datos de la “*International Energy Agency*” [Agencia Internacional de la Energía] (2020a), (Figura 1).



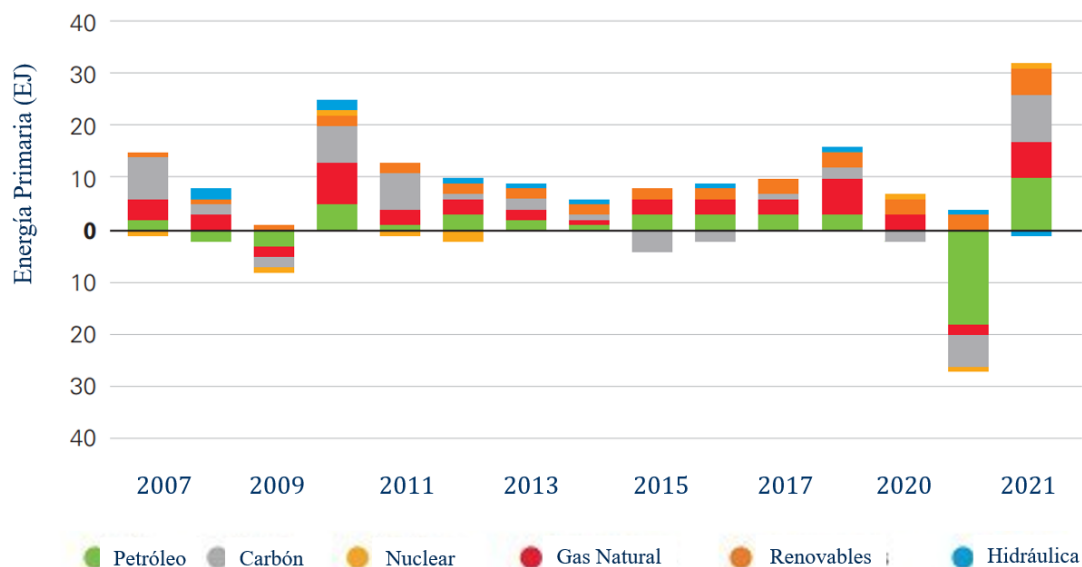
**Figura 1.** Tasa de variación de la demanda mundial de energía primaria.

Adaptado de “International Energy Agency” [IEA] (2020a).

En este contexto mundial, la demanda de energía primaria alcanza los 15.000 Mtep (Enerdata, 2024). Entre los principales recursos de energía destacan el gas natural,

el nuclear y las energías renovables, las cuales experimentaron incrementos del 2,2 %, 3,2 % y 12,2 %, respectivamente, en 2019.

Tanto el gas natural como los recursos de energía renovable registraron un aumento en su participación en el consumo de energía primaria, alcanzando máximos históricos, lo que permitió el hito de que el consumo de energía nuclear fuera superado por las energías renovables. La Figura 2 muestra la evolución de la demanda mundial de energía primaria.



**Figura 2.** Estructura de la de la demanda mundial de energía primaria.

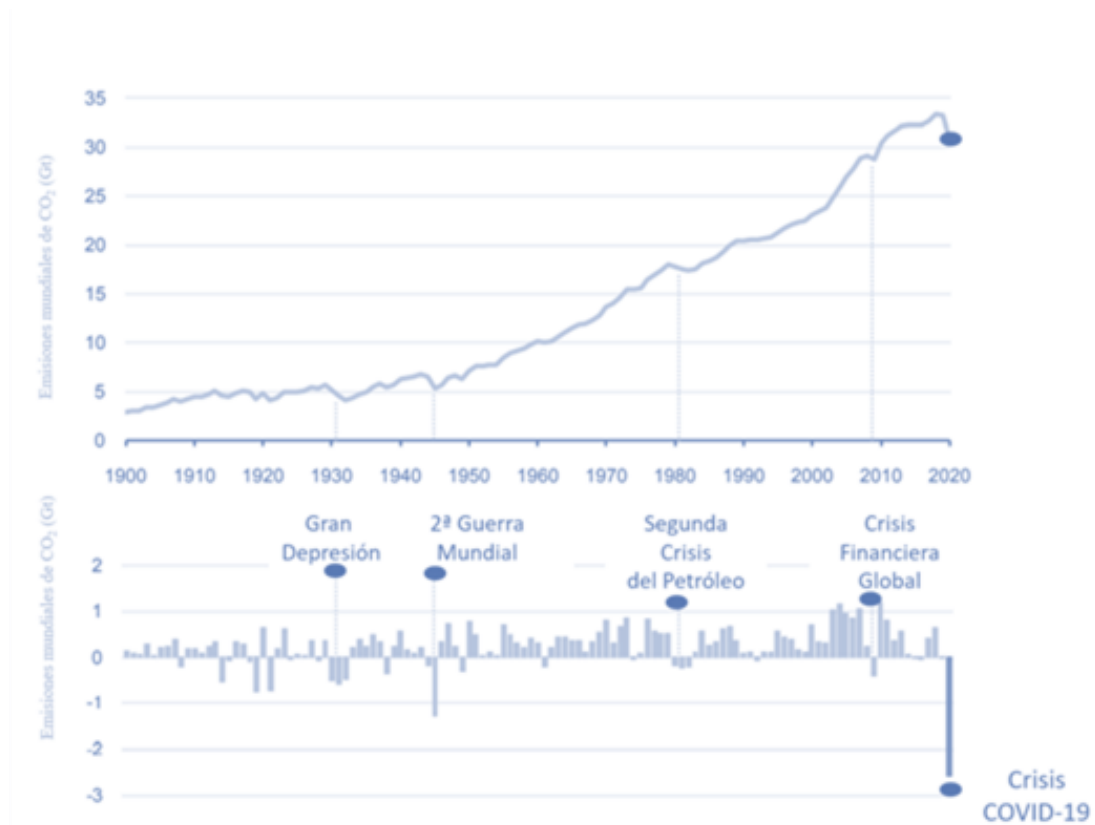
Adaptado de “British Petroleum” [BP] (2022).

En contraposición, el consumo de carbón presentó un descenso del 0,6 %, situándose en niveles similares a los de 2003. A pesar de este decremento, el carbón continúa siendo el segundo combustible más utilizado después del petróleo (Looney, 2020).

En el contexto económico actual, la **dependencia energética del exterior** de una economía se refiere al grado de necesidad de importaciones de combustibles para satisfacer sus necesidades energéticas. El *Acuerdo de París en 2015* y la *Agenda 2030* de las Naciones Unidas establecieron una *agenda base sostenible de implementación para transformar el modelo económico y promover la prosperidad social en el marco de las capacidades de los recursos del planeta* (Organización de las Naciones Unidas [ONU], 2023).

El “*fenómeno del calentamiento global*” resultante de la extracción y conversión de las **Fuentes de Energía Fósil (FEF)** provoca un incremento a largo plazo en la temperatura media del medio ambiente terrestre. Conforme a Jacobson et al. (2017), la contención del calentamiento global en el planeta dentro del umbral de 1,5 °C exige la

transición sostenible hacia un 80 % de recursos energéticos sin emisiones para 2030, y un 100 % para 2050. La “*transición energética*” permite afrontar esos retos, como definición es el paso de un sistema sustentado en el aprovechamiento energético de fuentes de energía fósil a otro enmarcado en el uso de recursos renovables. Este objetivo, en gran medida, debe de ser alcanzado mediante un mayor aprovechamiento de **Fuentes de Energía Renovable (FER)**. Además, es importante no subestimar el desafío que representan las emisiones de contaminantes derivados de la combustión de las FEF (i.e., CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>) en el medio ambiente, (Figura 3).



**Figura 3.** Emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo durante el periodo 1900-2020.

Adaptado de “International Energy Agency” [IEA] (2020a).

El contexto europeo presenta una estructura energética marcada por la dependencia energética exterior desde el aprovechamiento de combustibles fósiles. En este sentido, la Unión Europea (UE) cubrió más de la mitad de sus necesidades energéticas con importaciones netas, lo que generó una dependencia energética del exterior de alrededor del 60 % (Eurostat, 2024). El petróleo fue el principal recurso de energía, representando el 38,4 % de la demanda, el gas natural supuso el 24,6 %, el carbón con el 11,2 %, las energías renovables el 15,3 % y finalmente la energía nuclear el 10,7 % en 2019. Cabe destacar que se produjo un descenso del 7,8 % en el consumo de carbón en comparación con 2018, lo que respalda las políticas aplicadas por la UE para lograr en 2050 las cero emisiones netas (Looney, 2020). Por tanto, resulta esencial activar políticas energéticas cada vez más efectivas que incentiven la utilización de fuentes renovables y reduzcan la dependencia energética del exterior (Shivakumar et al., 2019).

En este marco, la UE ha creado un esquema jurídico amplio en su política energética, que le permitirá mantener la constante evolución hacia una producción de sostenible hasta 2030, e incluso alcanzar la neutralidad de emisiones en 2050. En este ámbito, existe un “*mercado de derechos de emisión*”, este sistema busca reducir las emisiones de GEI al otorgar un valor económico a la capacidad de contaminar tomando como referencia mediante emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>. El “*derecho de emisión*” es el permiso otorgado por una autoridad competente para emitir al medio ambiente una cierta cantidad de contaminantes. Las empresas que emiten GEI pueden comprar o vender derechos de emisión en este mercado. Para este modelo de desarrollo, se ha diseñado un conjunto de medidas conocido como “*Energía limpia para todos los europeos*” que contribuye a la denominada “*Unión de la Energía*”, en la que se definen los futuros sistemas energéticos europeos con el objetivo de garantizar una transición hacia un sistema asequible, seguro, competitivo, fiable y sostenible. Además, los “*Estados Miembro*” de la UE deben elaborar, conforme a la “*Directiva 2009/28/CE*”, un “*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030)*” y una “*Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050)*” (Consejo de la Unión Europea [CUE], 2018).

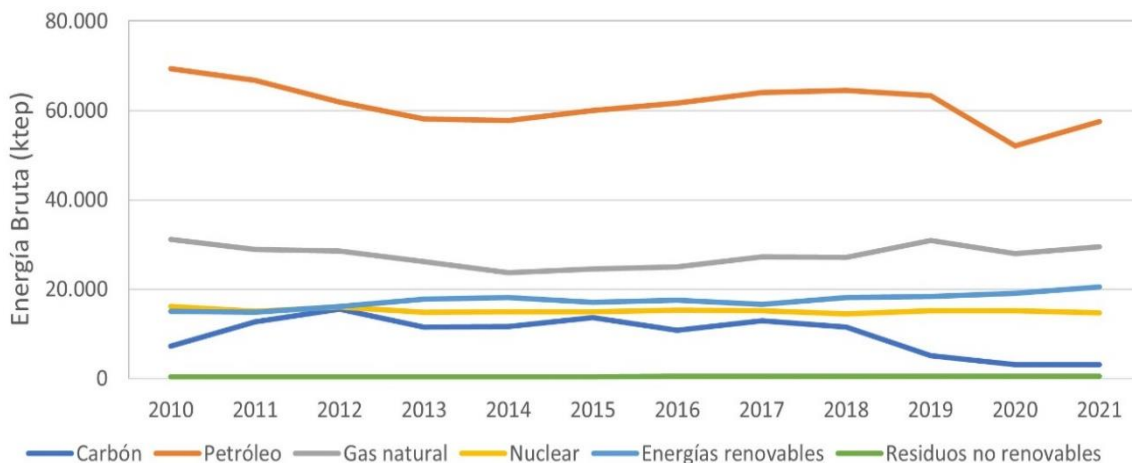
En el contexto de España, el “*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNEC)*” (2021-2030) considera una serie de objetivos nacionales encaminados a la reducción de GEI, la integración de energías renovables y la promoción de medidas de eficiencia energética, entre otras cuestiones establecidas desde el “*Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*” (MITECO, 2020a). En concreto, se establecen los siguientes objetivos para su desarrollo:

- En primer lugar, el fomento de las FER, que busca alcanzar una aportación del 42 % de recursos renovables en el uso final de la energía, así como lograr que los recursos renovables supongan un 74 % de la generación eléctrica. Para ello, se contemplan medidas encaminadas a **fomentar las FER en los tres destinos finales de la energía** (i.e., transporte, climatización y electricidad).
- En segundo lugar, en materia de eficiencia energética se ha establecido un objetivo de mejora del 39,5 % para el año 2030. Para lograr este objetivo, se requerirá intervenir en la envolvente térmica de edificios durante el periodo comprendido entre en el periodo 2020-2030, así como renovar **las instalaciones de producción térmica, i.e., agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción**. Además, se deberá renovar el parque de edificios públicos y se aplicarán medidas para fomentar la movilidad sostenible.
- En tercer lugar, se encuentra el objetivo de garantizar la seguridad energética, para lo cual se pretende asegurar el acceso y abastecimiento continuo a los recursos energéticos necesarios en todo momento. Asimismo, se busca impulsar una energía eficiente, limpia y segura para **reducir la dependencia energética del exterior e impulsar la flexibilidad del sistema energético nacional**.
- En cuarto lugar, se establece el objetivo la descarbonización, para lograr avanzar en la integración de **tecnologías de descarbonización** que permitan alcanzar la neutralidad climática en la economía y la sociedad para el año 2050. Es decir, que las emisiones netas de GEI estén en equilibrio y sean iguales o inferiores a las que se eliminan naturalmente por el planeta. En este marco, se pretende reducir las emisiones de GEI, respecto a los niveles de 1990, en un 23 %.



- En quinto lugar, se busca **impulsar un mercado energético más competitivo**, flexible, solidario y transparente, con una mayor presencia en las relaciones comerciales transfronterizas.
- Finalmente, se incorporan medidas destinadas a **fomentar la competitividad, innovación y la investigación** para el desarrollo de soluciones de desarrollo sostenible para hacer frente a los retos energéticos y sociales.

El contexto energético de España, a pesar de poseer un territorio con una amplia riqueza en recursos energéticos, particularmente carbón, es altamente dependiente en su sistema energético de las importaciones de REF. En este marco, la energía primaria proviene principalmente de combustibles fósiles, tales como carbón, gas natural y petróleo, así como nuclear. Durante la última década, la dependencia energética del exterior ha oscilado en torno al 80 %. En 2019, el 73 % de la energía consumida fue importada del exterior, lo que representa una diferencia de alrededor del 15% con respecto a la media de la UE (Eurostat, 2024). El alto grado de dependencia energética exterior hace que España sea vulnerable a las fluctuaciones en el suministro y mercado internacional de fuentes de energía derivadas del petróleo y el gas natural. En este sentido, los principales suministradores de recursos energéticos resultan ser países tales como Argelia o Rusia. No obstante, España sigue siendo un exportador neto de productos petrolíferos conforme a los datos de la “*Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos*” (CORES, 2022) y del “*Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*” (MITECO, 2022). Por todo ello, la disminución de la dependencia energética del exterior es una de las medidas estratégicas del PNIEC, (Figura 4).



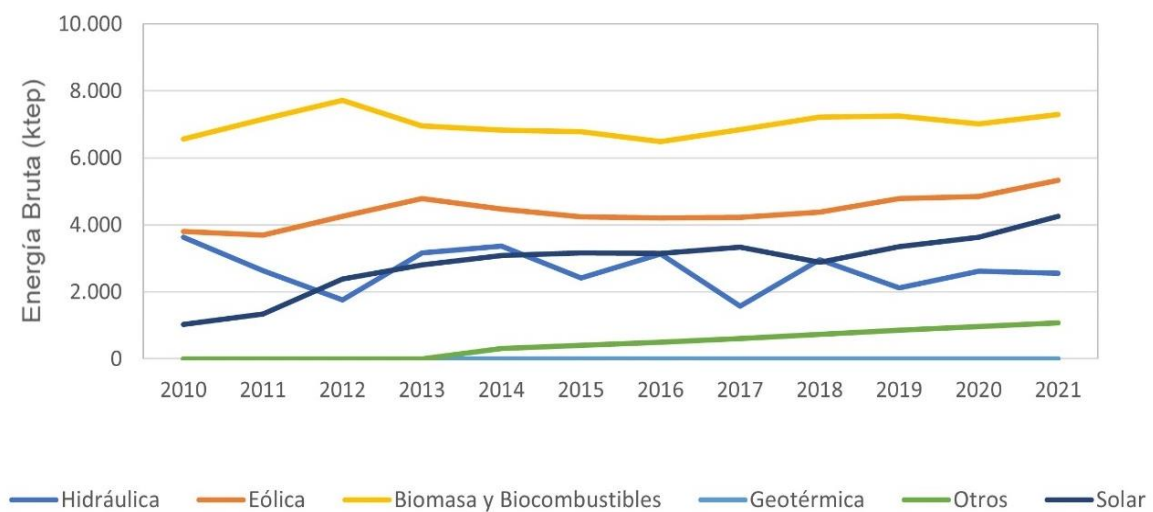
**Figura 4.** Evolución de energía bruta disponible por fuente energética en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] (2022a).

En este contexto, las energías renovables tienen un peso creciente como recursos de energía, lo que reduce el impacto producido por la dependencia energética del exterior. El sistema energético en España está evolucionando hacia una creciente diversificación

centrada en el potencial de producción autóctono y la eficiencia energética, lo que tiene un efecto potenciador en la capacidad de desarrollo del autoabastecimiento. En 2020, las energías renovables llegaron a superar el 16 % de la energía primaria en España, y su aportación al Producto Interior Bruto (PIB) fue de en torno al 1 % (Asociación de Empresas de Energías Renovables [APPA], 2021).

El desarrollo de las FER ocurre en detrimento de las FEF, particularmente del petróleo y el carbón. Entre las FER, destacan la biomasa, la biomasa, la eólica y la solar, donde la biomasa y la solar tienen un particular interés al ser fuentes primarias de energía capaces de producir energía térmica directamente mediante su conversión (MITECO, 2022), (Figura 5).



**Figura 5.** Evolución de la energía bruta disponible de energías renovables en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] (2022a).

En este contexto, los entornos de existencia de los recursos, como es el caso de las cuencas mineras productoras de recursos fósiles, se convierten en espacios susceptibles de ser aprovechados para la integración de sistemas de producción de energía, debido a su posicionamiento estratégico (García-Gusano & Iribarren, 2018, Paredes, 2010). El desafío global en materia de energía es alcanzar la sostenibilidad y, por ello, el proceso de transformación del contexto energético debe comenzar en dichos entornos.

## 1.2. La minería como origen de recursos energéticos

La industria minera resulta un elemento clave para el desarrollo de un territorio, ya que proporciona numerosos beneficios, no solo como fuente de recursos, sino como generador de actividad laboral y promotor económico a escala regional, nacional e

internacional. La actividad minera constituye una de las actividades productivas más importantes para la sociedad en el mundo.

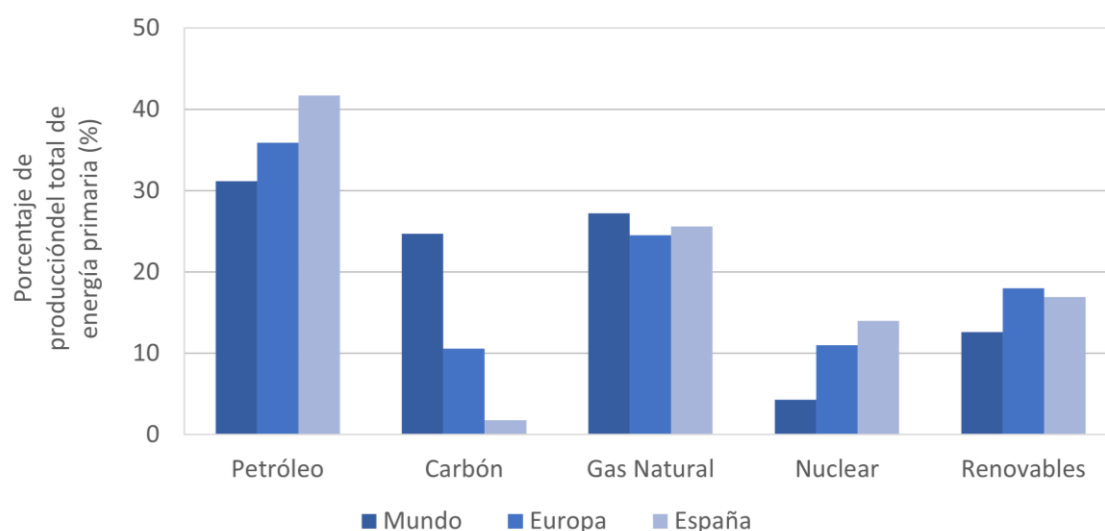
La minería es una práctica ancestral que se remonta al Neolítico, donde se inició la extracción de los primeros metales para la fabricación de herramientas (Reardon, 2011). Con el paso del tiempo, la minería se ha ido expandiendo para extraer una mayor cantidad de recursos, desde metales (e.g., hierro) hasta combustibles (e.g., carbón) a lo largo de los siglos.

En la Grecia Clásica y con posterioridad en el Imperio Romano, se explotaron numerosas minas para la producción de metales tales como hierro, plomo, cobre, oro, entre otros en Europa (Fernández-Lozano et al., 2015). Algunas de estas primeras explotaciones todavía son conocidas y han sido objeto de explotación durante varios siglos o redescubiertas. Los avances tecnológicos, en especial la utilización de explosivos y maquinaria, permitieron a la minería expandirse aún más durante el siglo XIX, y particularmente en el siglo XX. En la última mitad del siglo XX, la minería comenzó a fomentarse con la intención de obtener recursos energéticos, cada vez más importantes en el contexto del desarrollo humano, extrayéndose combustibles fósiles y materias primas de entornos más complejos, como las regiones cercanas a los polos y el lecho marino profundo.

La extracción de minerales es un elemento fundamental para la mayoría de los procesos productivos, ya que brinda recursos esenciales para la producción de los más diversos objetos, equipos y maquinarias utilizadas por el ser humano. La minería puede ser metalúrgica (e.g., cobre, hierro, etc.) y no metalúrgica, o de cantera y de construcción que también incluye materias primas preciosas (e.g., oro, diamante, etc.). En *el contexto del desarrollo económico sostenible*, la extracción minera representa una de las industrias con mayor requerimiento en cuanto a demanda de recursos energéticos, ya que sus materias primas son de gran importancia para la existencia de la economía global. Por consiguiente, desempeña un papel esencial en el destino futuro de la humanidad (Carvalho, 2017).

La extracción de metales básicos (e.g., aluminio o hierro) y de combustibles (e.g., petróleo, gas, carbón y uranio) requiere de grandes inversiones de capital, por lo que se lleva a cabo principalmente por grandes empresas corporativas. Esta tendencia económica continúa en la actualidad y es posible que pronto se traspasen nuevas fronteras con el desarrollo de una minería cada vez más sostenible energética y ambientalmente (Bogusz & Sulich, 2020).

La internalización de los costes en la obtención de recursos ha motivado la toma de decisiones en cuanto al consumo y origen de la energía, impulsando el cambio del uso de las FEF, e.g., el carbón, el gas natural y el petróleo, hacia las FER, tales como la energía e.g., solar o la biomasa. En 2021, por primera vez en la historia, las FER generaron el 38 % de la electricidad mundial, y, por tanto, superando el 36% correspondiente al carbón. Esta tendencia geoestratégica ha generado la necesidad de aumentar el autoconsumo de recursos autóctonos en Europa, especialmente en lo que respecta a materias primas tecnológicas y energéticas (Liuhto, 2022; Vakulchuk et al., 2020), (Figura 6).

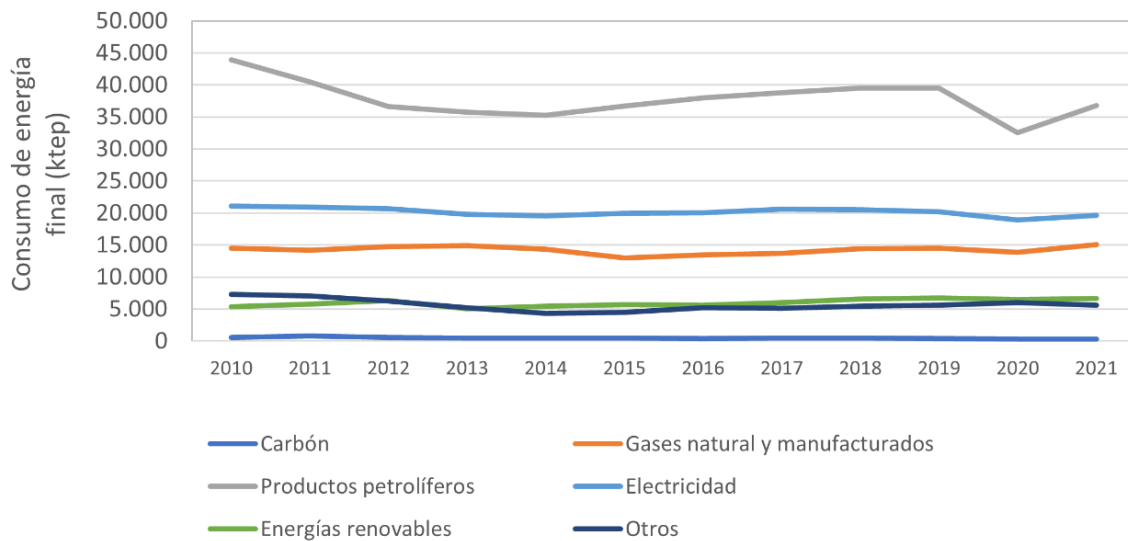


**Figura 6.** Contribución por tipo de recurso energético a la producción de energía primaria.

Fuente: Fundación Asturiana de la Energía [FAEN] (2020).

La **actividad minera** incluye una amplia gama de acciones que pueden tener diferentes impactos ambientales en sus entornos. Antes de la generalización del uso de FER, la minería, particularmente del carbón, así como del petróleo, el gas y minerales relacionados con la energía nuclear fueron los principales proveedores de recursos energéticos primarios en todo el mundo. Actualmente en el mundo, la contribución de los recursos fósiles, provenientes de la industria minera, representa en torno al 80 % de la energía primaria, siendo los sistemas de producción de energía, fundamentados en dichos recursos, causantes de alrededor del 70 % de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Este contexto de consumo de recursos mineros energéticos produce un *alto grado de dependencia de la minería energética del exterior de Europa*, al encontrarse principalmente las FEF concentradas en determinadas zonas del planeta alejadas de sus fronteras, conforme indican los estudios de “*International Energy Agency*” [Agencia Internacional de la Energía] (IEA, 2020a, 2020b).

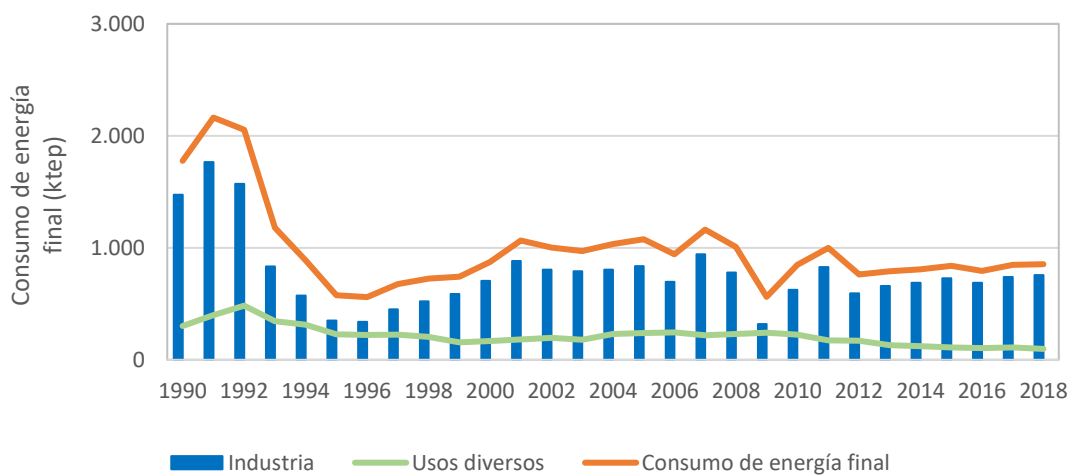
En el contexto energético minero de Europa, en España, el carbón es la principal autóctona recurso de energía de origen fósil y ha sido utilizado principalmente por grandes compañías eléctricas en sus centrales térmicas a lo largo del tiempo. Sin embargo, más del 75 % del carbón consumido para la producción de electricidad es importado. No obstante, el carbón se aprovecha, en aplicaciones tanto domésticas como industriales, para la producción de energía térmica (MITECO, 2022), (Figura 7).



**Figura 7.** Consumo de energía final por tipo de recurso energético en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] (2022a).

Como se observa en la Figura 8, existe un consumo estable de energía procedente tanto de los combustibles fósiles, como del carbón, tanto para la industria como para usos diversos del carbón, i.e., aplicaciones térmicas, eléctricas o siderúrgicas.



**Figura 8.** Consumo de energía procedente del carbón en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] (2022a) y Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO] (2022).

La mayoría de las emisiones de GEI, se deben al consumo de energía, por lo que las variaciones producidas se reflejan fundamentalmente en las actividades energéticas, seguidas por las industrias minerales y otras actividades. El conjunto de las emisiones de GEI equivalentes se estiman en más de 330 Mt de CO<sub>2</sub> en España, donde la industria, y complementariamente, el transporte y la generación eléctrica, representan en conjunto alrededor del 60 % de las emisiones (MITECO, 2022).

El *contexto de la transición energética desde la actividad minera* se sustenta en dos aspectos, por una parte, el desarrollo de FER debido a las limitaciones de las FEF, como el carbón, obtenidos de la explotación minera y, por otra, la mitigación de las consecuencias del calentamiento global derivadas de los GEI procedentes de su actividad. Adicionalmente el uso de FER se produce en detrimento del uso de las FEF y las emisiones de GEI, pues las FER no tiene emisiones de GEI directamente asociadas en su conversión energética.

### **1.3. Fuentes de energía sostenibles en entornos mineros**

La minería es una actividad con impactos ambientales, tanto como sector de consumo de energía como productor de FEF. El concepto de “*actividad minera sostenible*” deriva de la necesidad de materias primas minerales para el desarrollo del estado de bienestar de la sociedad. Hasta poco, la práctica minera se reducía a un proceso de cinco pasos que comenzaba con la obtención de una licencia, la extracción del mineral, la venta del recurso y, después de agotar el depósito, el retiro y el inicio de una nueva mina en otro emplazamiento (Jain et al., 2016).

La minería mundial extrae anualmente alrededor de 10 Gt de productos de diferente naturaleza. La demanda de materias primas sigue aumentando a medida que crece la población y el estado de bienestar. Los materiales de minería se pueden clasificar en: minerales industriales, minerales metálicos, agregados y combustibles minerales. Las principales materias primas extraídas son el petróleo, carbón, gas, uranio, elementos denominados como “tierras raras” y metales en regiones remotas lejos de los grandes mercados de consumo y usuarios finales. Estas materias primas son una fuente crítica para la industria minera, así como para otras industrias, como la energía, la construcción, la fabricación y el transporte (Miranda et al., 1998). En este contexto, los estudios del “*Massachusetts Institute of Technology*” [Instituto de Tecnología de Massachusetts] (MIT, 2016) mostraron la importancia estratégica de la minería en el desarrollo futuro de los sistemas de producción de energía. Adicionalmente, es fundamental abordar los **desafíos ambientales y sociales**, tanto de las actividades mineras directas como indirectas, para encontrar formas sostenibles de producción, particularmente de metales como el litio, el níquel o el cobre, que son vitales en el almacenamiento de energía para una economía con menos emisiones de carbono.

Debido al contexto de desarrollo de legislación ambiental, y por tanto, el incremento de los costes de gestión, la minería se ha trasladado a regiones de África, América, y Oceanía. En este proceso, se ha producido un incremento en los costes de su proceso productivo, donde la energía representa, en promedio, del 15 % al 40 % del coste

total (Igogo et al., 2021). En un contexto de recursos energéticos limitados en el planeta, resulta crucial desarrollar medidas de gestión sostenible de los recursos, especialmente en la propia industria que suministra energía a través de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos que constituyen las FEF.

En términos de uso de la energía, la minería implica la fragmentación del suelo, la excavación, la carga, el transporte, el procesamiento y la refinación, lo que la convierte en uno de los sectores más integradores en el consumo, producción y gestión de la energía. No obstante, la falta de adopción significativa de FER la ha llevado a una mayor dependencia en el uso de FEF a nivel productivo. En este marco, las FER pueden ser integradas en todas las etapas de producción minera, incluyendo la extracción, procesamiento, refinado y cierre de la producción de minerales. Estas actividades incluyen, entre otras, la perforación, la excavación, la carga, el transporte y el procesamiento, para lo cual es necesario la generación de energía en el entorno minero, y, todo ello, puede involucrar tanto a la infraestructura minera como al territorio circundante, debido a su interdependencia económica e industrial. También debe de tenerse en cuenta que la viabilidad de incorporar sistemas de producción de energía más sostenibles depende de la naturaleza del entorno minero (Awuah-Offei, 2018).

Los recursos de energía renovable pueden ser utilizados para proporcionar energía térmica (i.e., calor), además la energía térmica es susceptible de transformarse en energía eléctrica mediante la tecnología actualmente existente en virtud de la accesibilidad y disponibilidad de los recursos energéticos. En este sentido, *la hibridación, combinación de recursos de distinta naturaleza para producir energía, permite superar ciertas limitaciones relacionadas con la disponibilidad*. La **producción de energía** térmica presenta desafíos y, por lo tanto, permanece relativamente inexplorada en el entorno minero, presentando un interés particular **la producción de calor**, dado la eficiencia térmica en dicho proceso y la capacidad de conversión. Por tanto, *la producción de energía térmica con recursos renovables resulta de gran interés en sistemas de producción de energía* (Awuah-Offei, 2018; Igogo et al., 2021). En el año 2019, más del 75 % de la potencia energética a desarrollar, como proyectos tecnológicos relacionados con recursos renovables en compañías mineras, se basaron en el uso de *tecnologías de hibridación*, es decir, el aprovechamiento en combinación de recursos de energía de diferente naturaleza.

En el contexto de las explotaciones mineras, tanto el uso de nuevas tecnologías como el reaprovechamiento de los espacios existentes contribuyen a un desarrollo sostenible y medioambiental. Por todo ello, el contexto de transición energética hace de los entornos mineros agentes clave en la integración del nuevo modelo energético desde FER. *Complementariamente, el hecho de poder contar previamente con un sistema, integrado e integral, para la utilización de recursos fósiles favorece la implementación territorial de nuevas fuentes de energía en sistemas de producción de energía* (Awuah-Offei, 2018).

## 1.4. Los territorios de las cuencas mineras de carbón como área de estudio de España

Desde la época del Imperio Romano, han sido encontradas pruebas que evidencian la utilización del carbón como recurso energético. Aunque ha sido utilizado como combustible durante miles de años, su importancia se consolidó con el desarrollo de la tecnología de la máquina de vapor durante la Revolución Industrial. En ese momento se produjo una notable demanda de recursos de carbón, principalmente para suministrar energía al ferrocarril, el transporte marítimo y la industria del acero. Durante los siglos XIX y XX, el carbón se transformó en la fuente de energía más relevante en la producción de electricidad y metales, siendo extraído de cuencas mineras en numerosos países, desde Australia e Inglaterra hasta los Estados Unidos de América y Rusia (Freese, 2004).

En la actualidad, se estima que existen unos 900 Gt de reservas de carbón en todo el mundo. Estas cifras sugieren que, al ritmo actual de consumo, hay suficiente de carbón, gas natural y petróleo para varias decenas de años, incluso con perspectivas de mejora de estas evaluaciones, según los estudios de la “*World Coal Association*” [Asociación Mundial del Carbón] (WCA, 2017). No obstante, se espera que el carbón contribuirá con aproximadamente un tercio de la energía mundial en 2050, conforme a los trabajos sobre gestión energética de la “*International Atomic Energy Agency*” [Agencia Internacional de la Energía Atómica] y la “*Nuclear Energy Agency*” [Agencia de la Energía Nuclear] (2016). A pesar de esto, “*El Pacto Climático de Glasgow*” de la “*Organización de las Naciones Unidas (ONU)*” ha resaltado el carácter estratégico de trabajar en la gestión de los combustibles fósiles, solicitando la eliminación gradual del carbón por primera vez (ONU, 2021).

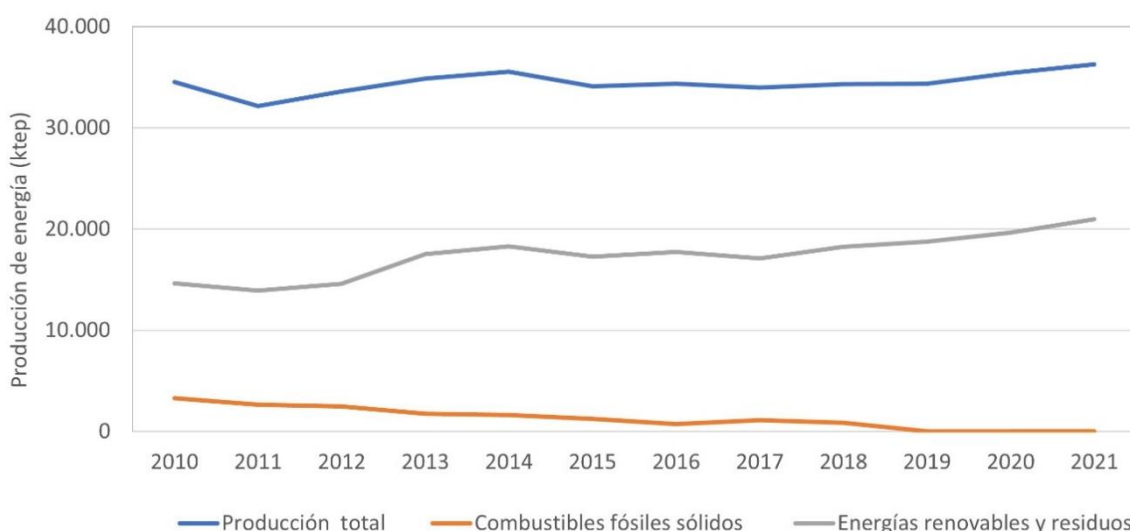
El proceso de transición en entornos mineros originará que las emisiones directas e indirectas de GEI se reducirán acelerando el uso de energías renovables conforme a los estudios desarrollados por el “*International Council on Mining and Metals*” [Consejo Internacional de Minería y Metales] (ICMM, 2021). Este esfuerzo específico se enfoca en las cuencas mineras de carbón europeas, debido a que los objetivos de descarbonización del sector energético para el 2030 en Europa indican que el carbón debe ser excluido del conjunto de fuentes de energía empleadas, es decir del llamado “*mix energético*”. Sin embargo, varias industrias, como la energética, cementera o siderúrgica, utilizan el carbón como recurso energético o materia prima, en procesos de transformación de recursos energéticos y mineros. Asimismo, no se debe pasar por alto la relevancia del carbón en procesos industriales fundamentales en sectores como construcción o el transporte, dado que aún no se ha demostrado la tecnología para producir acero sin carbono (Linares, 2017).

En el marco europeo, las cuencas mineras de carbón han sido históricamente un importante motor económico derivado de la extracción de carbón, i.e., hulla y antracita, para la producción de energía tanto térmica como eléctrica, i.e., la obtención de recursos, la conversión tecnológica y la gestión energética. En el contexto de los recursos energéticos, el carbón representa en la UE alrededor de un 20 % de la producción total de electricidad y presenta un papel destacado en la economía industrial, ya que proporciona empleo a unas 230.000 personas en minas y centrales eléctricas en 12 países.



El cumplimiento de la “*Decisión 2010/787/UE*” ha favorecido el cierre paulatino de las minas de carbón en las cuencas mineras del territorio europeo (CUE, 2010), por lo que la producción de energía a base de carbón ha estado en declive constante desde el año 2012, pues se ha reducido en torno al 33 % la generación total de energía con carbón. La disminución del uso del carbón ha llevado al cierre de minas y al desmantelamiento de centrales eléctricas en varias regiones, lo que implica una reordenación socioeconómica en las regiones afectadas, donde el carbón ha sido su actividad productiva mayoritaria durante décadas. Según el “*Club Español de la Energía*” (CEE) se encuentran en Europa 41 regiones mineras de carbón (CEE, 2018). Con todo ello, las cuencas mineras son un entorno de referencia para el estudio de la conversión y gestión de los recursos de energía en la transición energética europea (Paredes-Sánchez et al, 2016).

En el marco de España, el Gobierno de España junto con los diferentes representantes del sector, elaboraron un acuerdo marco con el objetivo de fomentar el desarrollo sostenible y favorecer una transición justa de la minería del carbón en las regiones mineras durante el período 2019-2027, dicho marco fue rubricado en 2018 (Jefatura de Estado de España [JEE], 2018). Las regiones mineras que poseen “*cuencas mineras de carbón*”, como las que son objeto de este trabajo en España, denominadas de aquí en adelante como “*cuencas mineras*”, presentan una infraestructura de suministro energético desarrollado, estable y consolidado, desde el recurso a la gestión energética. En este contexto, a lo largo del periodo de actividad minera, se ha desarrollado históricamente en las cuencas mineras una cadena productiva de suministro de carbón en su entorno, tanto en aplicaciones domésticas como industriales, referente al recurso, tecnología y gestión de fuentes de energía en cada región, permitiendo el uso de fuentes de energía renovable autóctonas alternativas (Derčan et al., 2012; Jardón et al., 2013). No debemos olvidar que los combustibles fósiles sólidos, i.e., el carbón en sus diversos tipos, es el principal recurso energético autóctono de España. La Figura 9 recoge la producción de energía con recursos autóctonos durante el periodo 2010-2021, tanto de combustibles fósiles (e.g., carbón) como de energías renovables (e.g., biomasa o solar).



**Figura 9.** Producción de energía con recursos autóctonos en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] (2022b).

*En este contexto, la integración de los territorios en la transición energética y la sostenibilidad ambiental se pone de manifiesto mediante la combinación de la “Estrategia de Transición Justa”, el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)” y la “Ley de Cambio Climático y Transición Energética”. Estos mecanismos de acción son los tres pilares del “Marco Estratégico de Energía y Clima”, aprobado por el Gobierno de España, con el objetivo de optimizar los resultados de la “Transición Ecológica” para la descarbonización total y desarrollo de la economía en España para el año 2050. Estos programas permitirían disminuir la dependencia energética del exterior (MITECO, 2020a).*

Las cuencas mineras de España son los territorios correspondientes a la existencia y explotación del carbón como recurso autóctono, estas áreas de estudio conforman un entorno de referencia de integración entre recursos y gestión energética, que engloba a su entorno minero y regional de influencia en el estudio, tanto de las FEF como de las FER, en el contexto europeo (Fundación Asturiana de la Energía [FAEN], 2020; Jardón et al., 2013).

En relación con la diversificación energética, se puede afirmar que las cuencas mineras presentan una escasa diversificación económica causada por obstáculos derivados de la interacción entre los nuevos sistemas de energía renovables y los tradicionales con carbón. El hecho de poder trabajar para expandir el suministro de energía renovable podría proporcionar beneficios tanto en la seguridad de suministro como en la independencia energética. La viabilidad final para el desarrollo del abastecimiento de energía renovable en entornos mineros depende de las características del emplazamiento, de la infraestructura minera y el entorno, y, en particular, de la existencia de un suministro de recursos exógenos o, incluso, autogeneración (Igogo et al., 2020).

En la actualidad, el conjunto de las actividades relativas a la minería del carbón y el aprovechamiento de sus recursos, cuencas mineras y entornos de influencia industrial en España, se encuentran delimitadas administrativamente a las siguientes provincias y comunidades autónomas: *Asturias (Principado de Asturias), León y Palencia (Castilla y León), Huesca, Zaragoza y Teruel (Aragón), y Ciudad Real (Castilla la Mancha)*, conforme se recoge en los informes desarrollados tanto por el “Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y de las Cuencas Mineras” (IRMC, 2013) como por el “Ministerio de Industria, Energía y Turismo” (MINETUR, 2014), (Figura 10).



**Figura 10.** El área de estudio de las cuencas mineras de carbón en España.

Adaptado del “Instituto para la reestructuración de la minería del carbón y de las cuencas mineras” [IRMC] (2013) y “Ministerio de Industria, Energía y Turismo” [MINETUR] (2014).

La Figura 10 muestra la distribución de las cuencas mineras en España. *El “Área de Estudio” del presente trabajo está conformada por siete Zonas de Estudio (ZE), correspondientes a la caracterización geográfica de provincias y regiones de la minería del carbón en transición energética para el desarrollo de las FER definida por el MINETUR (2014), (Tabla 1).*

**Tabla 1.** Definición del código de cada zona de estudio en el área de estudio.

Zona de Estudio (ZE)	Denominación	Región
ZE1	Asturias	Principado de Asturias
ZE2	Leon	Castilla y León
ZE3	Palencia	Castilla-La Mancha
ZE4	Huesca	Aragón
ZE5	Zaragoza	Aragón
ZE6	Teruel	Aragón
ZE7	Ciudad Real	Castilla-La Mancha

Sin embargo, esto supone *un desafío para la tecnología de conversión y la gestión del suministro de energía basada en recursos autóctonos renovables*. No obstante, se espera que el desarrollo continuo de la tecnología energética permita sistemas de producción de energía más competitivos, fiables y sostenibles (Lee et al., 2019). Para ello, es necesario desarrollar de manera sostenible una transición energética desde la promoción de *recursos de energía renovables y la diversificación energética* de las cuencas mineras de España.

## **1.5. Contexto de recursos, tecnología y gestión energética**

### **1.5.1. Contexto de recursos energéticos de biomasa y energía solar**

La promoción del uso de FER es un objetivo mundial para fomentar el desarrollo económico sostenible, mejorar la seguridad en el suministro energético y proteger el clima global (Kumar et al., 2017). A diferencia de las FEF, que se extraen de la tierra en determinadas regiones y se pueden consumir en otras dependiendo de su naturaleza, las FER pueden recolectarse y utilizarse regionalmente en cualquier lugar del mundo. No obstante, los principales retos energéticos planteados para las FER están motivados por la distribución desigual de los recursos renovables.

Todo ello, evidencia la necesidad de transformar los sistemas energéticos en modelos más sostenibles basados en aspectos tales como el recurso, la tecnología y la gestión de la energía (Paredes-Sánchez et al., 2016). Esto supone un desafío para sistemas de producción de energía, donde el progreso y el desarrollo tecnológico jugará un papel fundamental (Míguez et al., 2018). En este contexto, cada vez hay más empresas mineras que están empleando soluciones relacionadas con formas de energía renovable en sus actividades.

Las FER más utilizadas en la minería son la energía solar y la eólica, aunque también se está explorando otras fuentes como la geotérmica o la hidroeléctrica. La energía solar se utiliza en la minería principalmente para alimentar sistemas de iluminación y electrificación de zonas y de difícil acceso. Esto es especialmente útil en territorios con niveles elevados de irradiación solar, donde se pueden instalar paneles solares para generar energía eléctrica para el aprovechamiento de la tecnología fotovoltaica. La energía eólica, por otro lado, se utiliza principalmente en la minería para alimentar sistemas de bombeo de agua o para generar energía eléctrica en regiones con alta velocidad de viento. La energía eólica también se puede emplear para alimentar vehículos eléctricos, lo que puede ayudar a reducir las emisiones de GEI asociadas con el transporte.

Las energías hidroeléctrica y geotérmica también son FER que se están explorando en los entornos mineros. La hidroeléctrica se puede utilizar en operaciones mineras que se encuentran cerca de ríos o embalses para generar energía eléctrica a partir del agua. La geotérmica, por otro lado, se utiliza para aprovechar el calor del subsuelo y generar energía. El aprovechamiento de FER también puede mejorar la resiliencia de las operaciones mineras ante los cambios en el costo de los combustibles fósiles y reducir los gastos energéticos (Awuah-Offei, 2018).

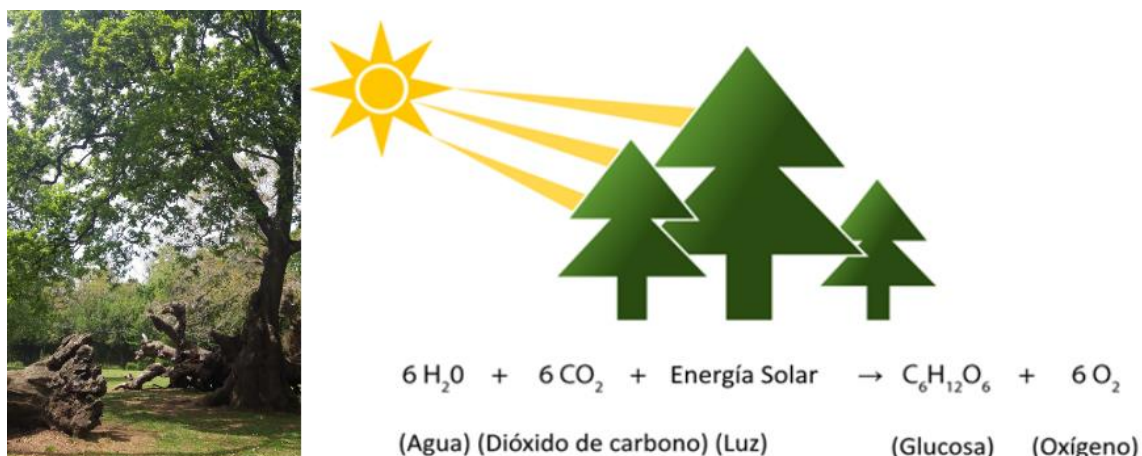
### 1.5.1.1. Biomasa

#### Recurso de biomasa

La **biomasa** ha surgido a nivel global como una alternativa de gran potencial en el contexto actual del desarrollo de las FER. *La energía obtenida de la biomasa se denomina **bioenergía***, la cual tiene complejas interacciones tecnológicas y de gestión, incluida su interacción con el medio ambiente (Alakangas et al. 2012). La biomasa es el principal recurso renovable, representando en torno al 55 % del total de las FER, y más del 6 % del suministro de energía en el mundo, donde *la biomasa forestal se muestra como el combustible sólido más representativo por su abundancia y disponibilidad, conforme a los estudios del “International Energy Agency” [Agencia Internacional de la Energía] (IEA, 2020b) y del “World Bioenergy Association” [Asociación Mundial de la Bioenergía] (WBA, 2021).*

*La biomasa se origina mediante la fotosíntesis llevada a cabo por los organismos autótrofos, principalmente las plantas, que convierten la energía solar que se almacena, en forma de energía química, en moléculas de glucosa y otros carbohidratos.* La fotosíntesis es un proceso esencial para la vida en la Tierra, pues proporciona la base de la cadena alimentaria de los organismos heterótrofos. Las plantas utilizan la energía de la luz solar en la fotosíntesis para transformar, gracias a la clorofila, el agua ( $H_2O$ ) y el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) en glucosa ( $C_6H_{12}O_6$ ) y oxígeno ( $O_2$ ). Además de producir alimento y oxígeno, la fotosíntesis también es un mecanismo esencial en la estabilidad del ciclo del carbono.

Conforme las plantas crecen, la biomasa se acumula en sus distintas partes, e.g., hojas, ramas, tronco y raíces, la eficiencia energética de este proceso, oscila entre el 0,1 % y el 4 % en plantas terrestres (Baldocchi, 2003), pudiendo variar significativamente dependiendo del tipo de planta y las condiciones del entorno (Scharlemann et al., 2014). Al fijar el  $CO_2$ , las plantas ayudan mediante la fotosíntesis a mantener un equilibrio en la atmósfera en la cantidad de  $CO_2$ . *Este proceso se desarrolla cíclicamente en el uso de recursos de biomasa como combustible, por lo que se consideran neutras las emisiones de  $CO_2$  derivadas de su aprovechamiento energético (Rosillo-Calle et al., 2012), (Figura 11).*



**Figura 11.** Esquema del proceso de fotosíntesis.

Adaptado de “Energy Information Administration” [EIA] (2022).

Los organismos autótrofos constituyen el eslabón productor de energía, el primer eslabón en los ciclos tróficos o cadenas alimentarias. Los organismos heterótrofos, e.g., animales, obtienen y transforman dicha energía al ingerir organismos autótrofos, e.g., vegetales, por lo que los productos resultantes de dicho proceso, i.e. residuos, son considerados como un recurso de energía. La biomasa también puede formarse a través de procesos de fermentación y digestión anaerobia de materia orgánica, tales como residuos orgánicos y cultivos energéticos. En estos procesos, microorganismos descomponen la materia orgánica en compuestos más simples, como ácidos grasos y alcoholes, que pueden utilizarse como combustibles o como materia prima para la industria (Rosillo-Calle et al., 2012). La naturaleza de los procesos biológicos asociados a la producción de la biomasa compone un “*ciclo continuo de interacción de masa y energía*” con el medio ambiente, por lo que se pueden utilizar como “*agentes reductores*” de emisiones de GEI mediante su aprovechamiento energético, como alternativa a los combustibles fósiles, bien sea directamente por combustión o indirectamente a través de biocombustibles (Hennig & Gawor, 2012). Sin embargo, si se comparara la biomasa con los combustibles fósiles, algunos de los problemas inherentes a este recurso renovable de energía son su heterogeneidad, baja densidad aparente, elevado contenido de humedad y bajo poder calorífico, por lo que requieren modelos de análisis multiparamétricos para su gestión energética (Paredes-Sánchez et al., 2019a; Saidur et al., 2011). Por todo ello, se pueden definir las siguientes rutas de recurso:

- *Biomasa natural*: es la que se origina espontáneamente en la naturaleza sin intervención humana (e.g. biomasa forestal).
- *Biomasa residual*: es la que se genera en forma de residuos, esta biomasa deriva principalmente de la agricultura y la silvicultura, entre otras, como resultado de actividades humanas (e.g., ramas y hojas).
- *Cultivos energéticos*: se produce con el fin de obtener materias primas que pueda transformarse en combustible (e.g., remolacha).

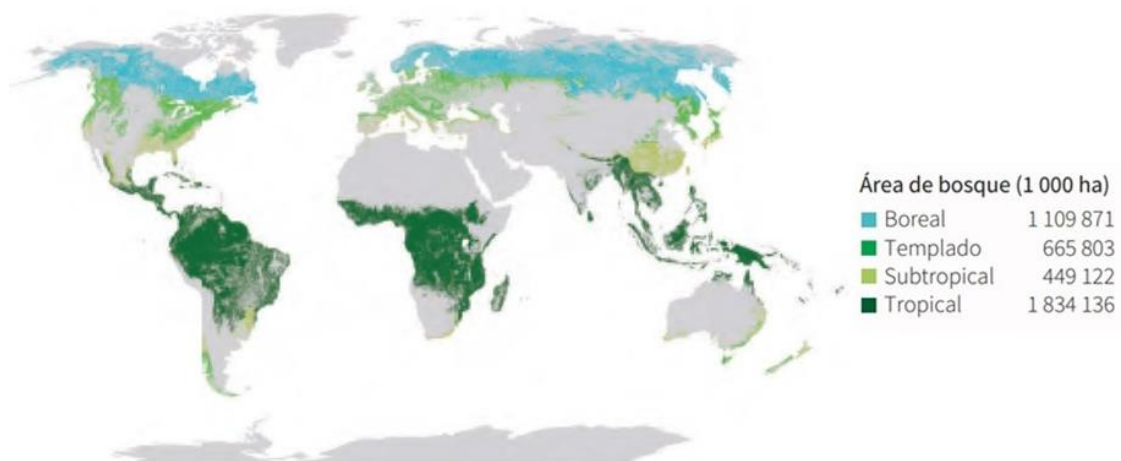
De entre todas las rutas existentes de producción de recursos de biomasa, la correspondiente a la biomasa forestal, cobra un especial interés, pues es una fuente de energía renovable que destaca por su abundancia, disponibilidad, facilidad de conversión y gestión, así como por su doble origen natural y residual en las distintas regiones del mundo (Paredes, 2010; Saidur et al., 2011).

### La biomasa forestal como energía renovable

La importancia de la biomasa forestal, como recurso energético, ha sido ampliamente documentada en la bibliografía (Food and Agriculture Organization of the United Nations [FAO], 1993; Rosillo-Calle et al., 2012; Saidur et al., 2011), destacándose como una importante fuente de combustible renovable como alternativa a los combustibles fósiles como el carbón.

La biomasa forestal es una consolidada fuente de energía en países como Finlandia y Suecia, pues ha sido promovida como una alternativa sostenible en sistemas de producción de energía (FAO, 2021).

La superficie total terrestre ocupada por bosques asciende a 4.060 Mha, lo que hace que *la biomasa forestal sea un recurso abundante y disponible en diversas áreas del mundo*, (Figura 12).

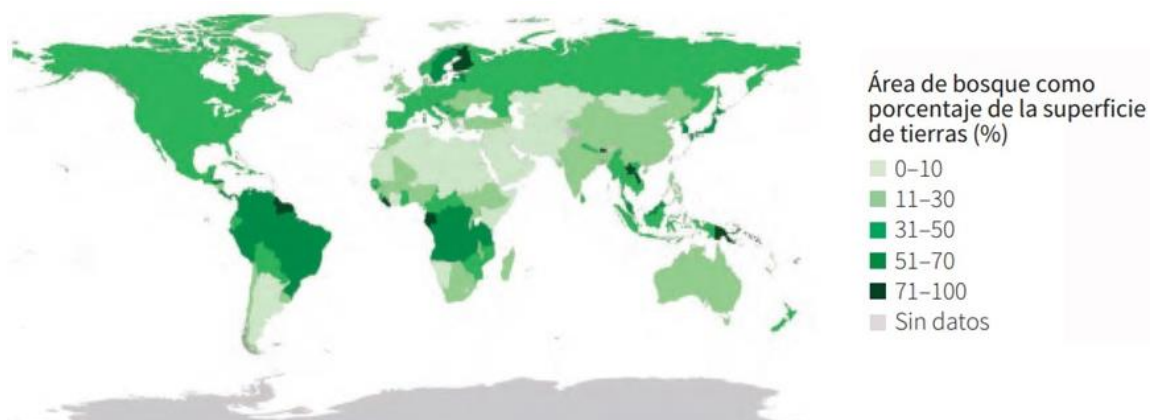


**Figura 12.** Distribución de los bosques en el mundo.

Adaptado de “Food and Agriculture Organization of the United Nations” [FAO] (2021).

La mayoría de los bosques se encuentran en regiones tropicales, boreales, templadas y subtropicales. Brasil, Canadá, China, Estados Unidos y Federación Rusa concentran en torno al 54 % de las masas forestales del mundo, (Figura 13).

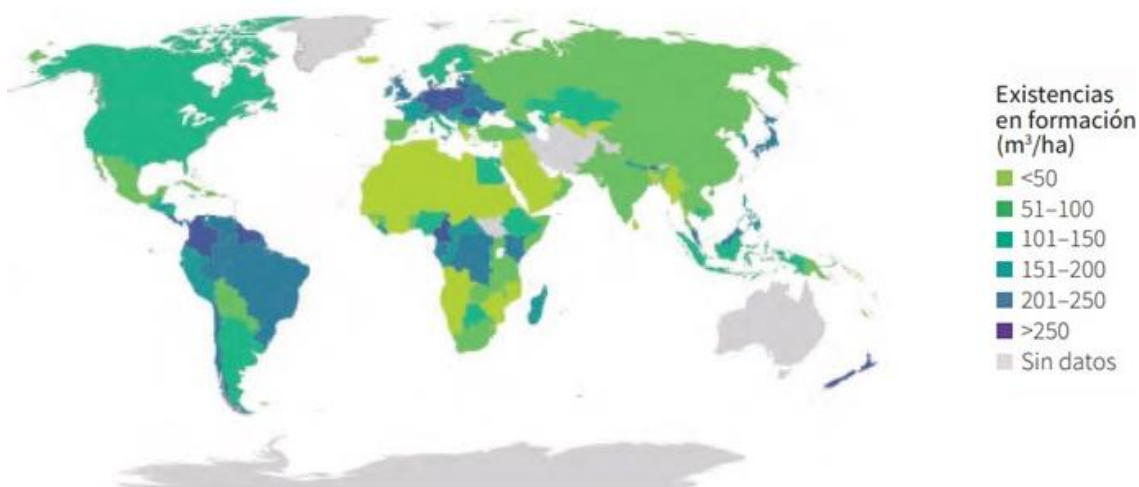




**Figura 13.** Distribución de la superficie de bosque en el mundo.

Adaptado de “Food and Agriculture Organization of the United Nations” [FAO] (2021).

La gran extensión de superficie que suponen los bosques en el mundo provoca que sea un recurso renovable de energía con gran influencia geográfica en las distintas regiones del mundo, (Figura 14).



**Figura 14.** Existencias en formación de bosques en el mundo.

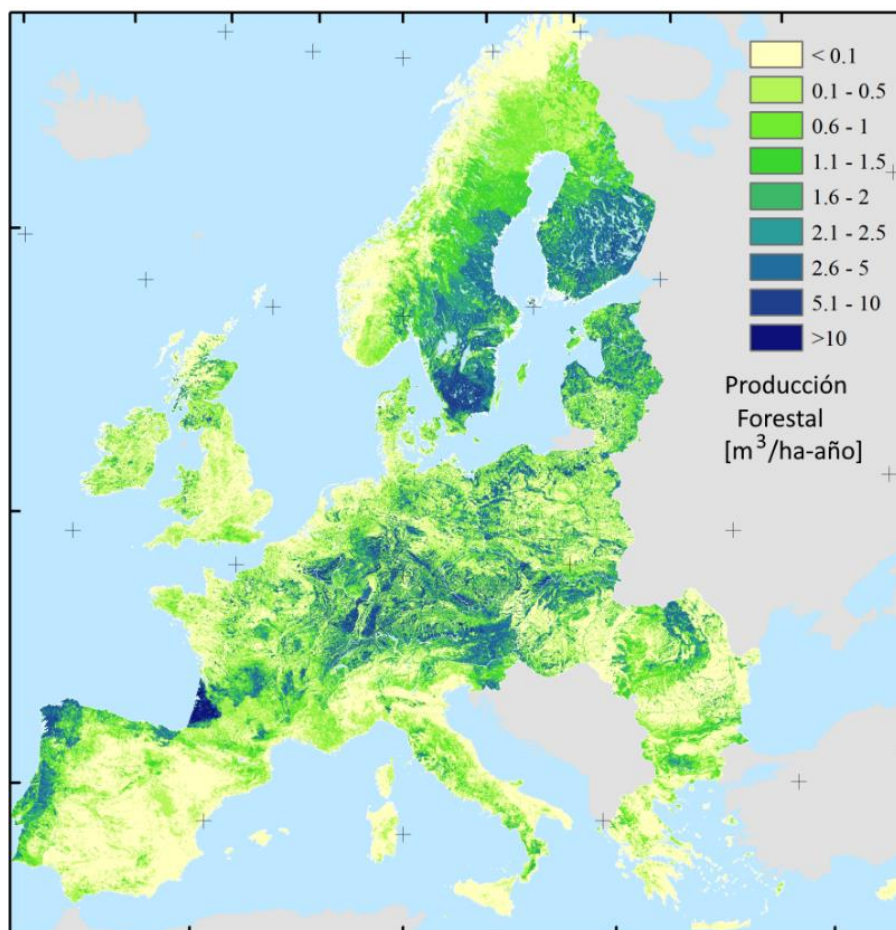
Adaptado de “Food and Agriculture Organization of the United Nations” [FAO] (2021).

En el contexto de Europa, el cambio climático ha tenido un impacto significativo, por lo que tiene un carácter estratégico la evaluación de la disponibilidad del recurso forestal para la producción de energía. La UE establece una estrategia forestal de aprovechamiento y desarrollo para reducir las emisiones de GEI en 2030 y alcanzar la neutralidad climática en 2050. En este sentido, la Comisión Europea (CE) reconoce el papel central y multifuncional de los bosques, como productor de recursos de energía y



regulador de la concentración de GEI en la atmósfera, elementos clave para el desarrollo de *la energía producida de la biomasa, i.e., la bioenergía* (Comisión Europea [CE], 2021). En la UE, los bosques cubren una superficie de aproximadamente 160 Mha, lo que representa en torno al 5 % de la superficie forestal del planeta, lo que supone alrededor del 38 % del territorio. Alemania, España, Finlandia, Francia, Polonia y Suecia suponen cerca del 66 % de la superficie forestal, donde España posee el 14 % de la superficie forestal de Europa, lo que supone el 55 % de su territorio (Eurostat, 2024).

Los recursos forestales en la UE, que se utilizan principalmente con fines energéticos, representan en torno al 42 % del total, en comparación con el 24 % de la industria de aserraderos, el 17 % de la industria papelera y el 12 % de la industria del tablero. Todo ello permite que, aproximadamente el 50 % de la energía renovable consumida en Europa provenga de la madera. En este contexto, se observa como la biomasa forestal, que incluye madera y residuos de madera, es una de las principales FER en Europa, sus principales aprovechamientos son en sistemas de producción de energía y plantas de biocombustibles (Eurostat, 2024; CE, 2022), (Figura 15).



**Figura 15.** Mapa de producción de biomasa forestal en Europa.

Adaptado del “European Forest Institute” [EFI] (2022).

La **biomasa forestal** como recurso de energía es la masa de materia orgánica derivada de los bosques existente en un ecosistema, tanto por encima del terreno como por debajo, esto hace que habitualmente esté sujeta a la frecuencia de su ocurrencia y topografía, lo que requiere una planificación cuidadosa de los procedimientos de gestión para maximizar su potencial logística y recolección en un territorio. En términos generales, la extracción de la biomasa forestal se conoce como aprovechamiento forestal. Actividades de producción y mantenimiento son desarrolladas en las masas forestales, lo que genera una cantidad significativa materia aprovechable para fines energéticos, que anteriormente se abandonaba o se quemaba. Este marco estratégico para la gestión implica la extracción, almacenamiento, transporte y utilización de la biomasa de los bosques (Bioraise GIS, 2020), (Figura 16).



**Figura 16.** Biomasa forestal apilada para su procesamiento.

La **biomasa forestal natural y residual** es un recurso energético que, a diferencia de los cultivos energéticos, no se siembra específicamente para producir biocombustibles. La biomasa forestal se compone de materia orgánica derivada del crecimiento de las masas forestales, no teniendo fines alimentarios, lo que es una ventaja en relación con otro tipo de fuentes de biomasa, pues no está condicionada por el mercado alimentario y sus regulaciones. Además tiene un carácter de desarrollo natural propio del medio ambiente donde se encuentra.

Las *principales características de la biomasa forestal* comprenden su composición, densidad y poder calorífico. La biomasa se puede caracterizar como recurso tanto por el **análisis elemental**, mediante la caracterización de su composición química en carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O), nitrógeno (N) y azufre (S) (García et al., 2014a) o mediante el **análisis inmediato**, evaluación del contenido en humedad, materia volátil, cenizas y el carbono fijo (García et al., 2014b), (Tabla 2).

**Tabla 2.** Parámetros de caracterización típicos de biomasa forestal.

<b>Parámetro</b>	<b>Biomasa forestal</b>
<b>Análisis Inmediato</b>	
Humedad (% húmedo)	9,5
Volátiles (% seco)	76,1
Carbono fijo (% seco)	21,7
Ceniza (% seco)	2
<b>Análisis Elemental</b>	
C (% seco)	49,8
H (% seco)	5,7
O (% seco)	40,4
N (% seco)	0,4
S (% seco)	0,08
<b>Poder calorífico (MJ/kg)</b>	<b>16</b>

Fuente: Paredes (2010) y “Energy Research Center of the Netherlands” [ECN] (2022).

La **combustión de la biomasa** permite obtener energía en forma de calor de manera directa al hacerla reaccionar con el aire. La capacidad de producir energía de la biomasa, i.e., bioenergía, se parametriza mediante el **poder calorífico**, pues permite estimar la energía química disponible por unidad de masa. La evaluación del poder calorífico es fundamental desde una perspectiva energética, pero también permite valorar la inflamabilidad y el potencial generador de incendios (Pérez et al, 2008). Su valor está directamente relacionado con su composición, pues la presencia de humedad reduce el rendimiento térmico en sistemas de producción primaria de energía, ya que parte del calor generado se destinaría a evaporar agua, en lugar de ser aprovechado en la reacción química de combustión.

Todo ello, produce que se diferencien dos conceptos el *Poder Calorífico Superior (PCS)* y el *Poder Calorífico Inferior (PCI)*. El PCS caracteriza el calor liberado en la reacción de combustión, mientras que el PCI muestra el calor producido sin tener en cuenta la energía de la condensación del agua, i.e., el calor aprovechable. La evaluación del *poder calorífico de la biomasa* se realiza mediante bomba calorimétrica conforme a ensayos normalizados (Rosillo-Calle et al., 2012; Saidur et al., 2011). En este sentido, *cabe destacar que, además de la humedad presente en la biomasa, es necesario tener en cuenta el vapor de agua procedente de la combustión del hidrógeno presente en la masa del combustible, y otras reacciones menores.* Por todo ello, la humedad es el factor más importante para considerar en la combustión en sistemas de producción primaria de energía, pues está presente en la propia naturaleza de la conversión energética del combustible, y, particularmente, en la naturaleza de la biomasa forestal, (Figura 17).



**Figura 17.** Biomasa forestal residual húmeda.

Por lo tanto, se debe considerar la cantidad total de energía asociada al combustible atendiendo a su estado, por lo que se utiliza habitualmente el PCI, referido a materia seca, para caracterizar los aprovechamientos energéticos de biocombustibles, *pudiendo alcanzar el PCI de la biomasa valores superiores a 14 MJ/kg* (Dodić et al, 2012; López-Rodríguez et al., 2009), (Tabla 3).

**Tabla 3.** Poder Calorífico Inferior por tipo de combustible.

		<b>Poder Calorífico Inferior</b>
<b>Tipo de combustible</b>		<b>(PCI)</b>
		<b>[MJ/kg]</b>
<b>Petróleo y Productos Petrolíferos</b>	Butano	47,3
	Gasolina	44,3
	Gas Licuado de Petróleo (GLP)	47,3
	Gasóleo/Diesel	41,0
	<i>Petróleo crudo</i>	<i>42-45</i>
<b>Gases</b>	Gas Natural Licuado (GNL)	44,2
	<i>Gas Natural</i>	<i>45-48</i>
<b>Carbones</b>	Antracita	24,7
	Coque de coquería	27,3
	Hulla	24,0
	<i>Carbón</i>	<i>20-35</i>
	Cortezas	15,3
	Leña y ramas	15,9
	Serrines y virutas	15,8
	<i>Biomasa</i>	<i>15-20</i>

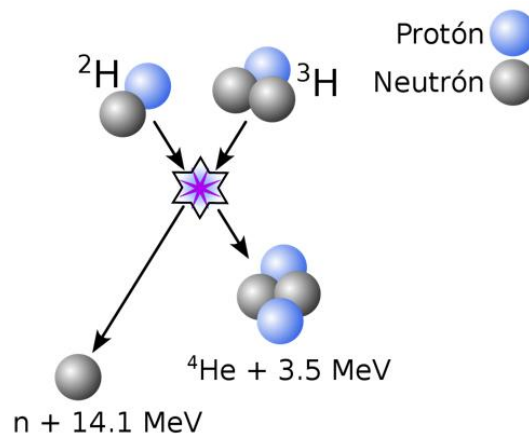
Adaptado de Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] (2020).

Desde el contexto del recurso energético, **la biomasa forestal** muestra, en comparación con los combustibles fósiles, una densidad energética relativamente baja, (Tabla 3). Los estudios realizados en la bibliografía indican que el poder calorífico de la biomasa forestal es mayor a 15 MJ/kg, menor que el poder calorífico de los combustibles fósiles, particularmente, el carbón muestra un poder calorífico de alrededor de 20 MJ/kg, dependiendo de su estado de desarrollo geológico (Demirbas, 2008; Gupta et al., 2020). No obstante, su disponibilidad no está sujeta a los mismos riesgos geopolíticos y de suministro que los combustibles fósiles. Por todo ello, aunque la biomasa forestal presenta un poder calorífico inferior al de los combustibles fósiles, su potencial como recurso renovable para una aplicación tecnológica sostenible justifica su aprovechamiento (Saidur et al., 2011). Además, presenta como limitaciones la accesibilidad y disponibilidad temporal de los recursos relacionados con sus propios procesos naturales de desarrollo.

### 1.5.1.2. Energía solar

#### Recurso solar

El Sol es el recurso primario de energía para los diferentes procesos naturales que se desarrollan en el planeta, y, por tanto, de forma directa o indirecta, es *origen de todas las fuentes de energía, excepto la nuclear*. Esta estrella presenta una temperatura superficial aparente de unos 5800 K y está localizada a unos  $1,5 \times 10^8$  km de la Tierra. Alrededor del 75 % de su masa es hidrógeno (H), el resto es fundamentalmente helio (He), y, en menor medida, oxígeno (O), carbono (C), neón (Ne) y hierro (Fe). El Sol es una estrella que tiene la forma de esfera conformada por plasma y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética en el sistema solar. Casi  $4 \times 10^6$  EJ/año de energía llegan a la Tierra, de los cuales se considera aprovechables alrededor de  $5 \times 10^4$  EJ. La energía solar como fuente de energía renovable se origina mediante fusión nuclear, *por medio de reacciones que tienen lugar en su núcleo, en donde se produce la combinación de átomos de hidrógeno (H) para formar helio (He), liberando grandes cantidades de energía* (Tiwari & Tiwari, 2016), Figura 18.



**Figura 18.** Reacción de fusión nuclear.

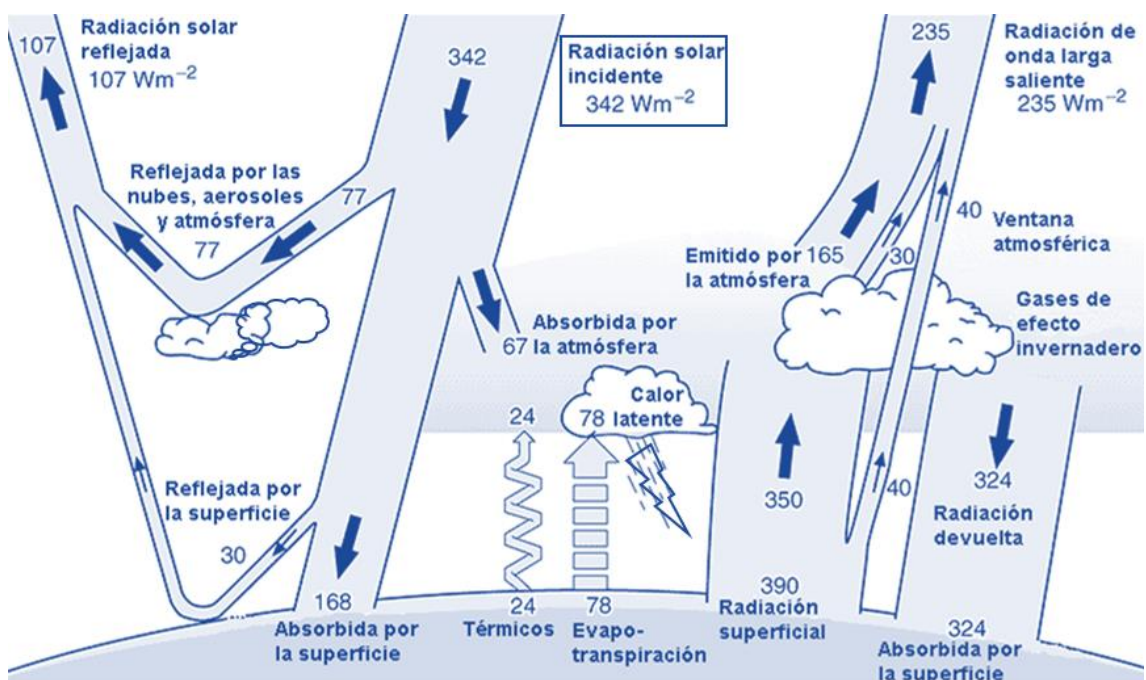


La luz solar llega como un recurso natural a la superficie terrestre, en forma de *radiación electromagnética de onda corta*. **La energía solar** se evalúa en términos de *radiación solar global o incidente que es la suma de tres radiaciones: directa, difusa y reflejada*.

Se denomina *radiación directa* a la fracción de la radiación solar que alcanza la superficie terrestre sin sufrir apenas cambio en la dirección, siendo capaz de proyectar, de cualquier objeto opaco que intercepte, una sombra definida.

La *radiación solar difusa*, es aquella recibida desde la atmósfera, que surge como consecuencia de la dispersión de una fracción de la radiación solar, como la que se recibe a través de las nubes o del cielo azul.

La *radiación solar reflejada*, conocida como albedo, es la que llega a una superficie por reflexión desde el suelo u otras superficies cercanas. No se absorbe por la superficie terrestre y es la que está aumentando en gran medida por el cambio climático y la fundición de los casquetes polares. La radiación solar interacciona con la atmósfera y sus gases, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), oxígeno (O<sub>2</sub>), y ozono (O<sub>3</sub>) y vapor de agua (H<sub>2</sub>O). La Figura 19 recoge el comportamiento de la radiación solar en la atmósfera.



**Figura 19.** Interacción entre la energía solar y la Tierra.

Adaptado de “Kiehl y Trenberth” (1997).

La superficie terrestre absorbe alrededor del 50 % de la radiación solar incidente, la cual transfiere el calor a la atmósfera por medio de diferentes procesos, incluyendo el calentamiento del aire en contacto con la superficie, la evapotranspiración, y la absorción de la radiación emitida de onda larga por las nubes y los GEI.

La superficie terrestre absorbe la radiación y la devuelve en forma de radiación de onda larga, al espacio exterior, permitiendo un intercambio de calor hacia la atmósfera. La mayor parte de la radiación solar de onda corta descrita se encuentra en un rango entre 0,3  $\mu\text{m}$  hasta 2,8  $\mu\text{m}$ , en cambio, la radiación de onda larga se encuentra en un rango desde 3,5  $\mu\text{m}$  hasta 50  $\mu\text{m}$  (Aguilera & Paredes, 2021; Kiehl & Trenberth, 1997). *No obstante, cabe mencionar que en su justo equilibrio este mecanismo de intercambio de calor permite la existencia de condiciones de habitabilidad en la Tierra. En este contexto, hace que el recurso solar tenga una variabilidad conforme a las condiciones ambientales, climatológicas y estacionales a lo largo del año.*

### **El recurso solar como energía renovable**

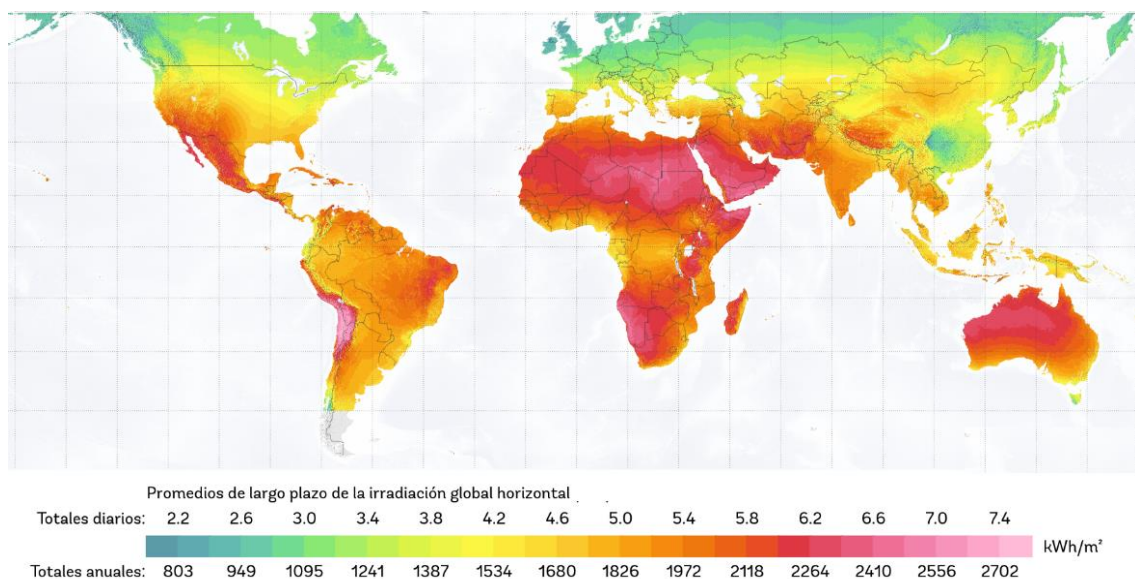
*Debido a su disponibilidad y renovabilidad, la energía solar se considera uno de los recursos de energía más prometedoras.* Actualmente, el porcentaje de energía solar en el suministro mundial de energía primaria supera el 3 %, porcentaje que se ha incrementado significativamente en los últimos años (IEA, 2020b). Para evaluar la disponibilidad del recurso solar en un punto de la Tierra, es necesario considerar varios factores geográficos (e.g., latitud, longitud y altitud) y astronómicos (e.g., periodo del año o día). Además, es necesario considerar la variabilidad de la radiación solar debido a factores climáticos y estacionales. A pesar de estas variaciones, la radiación solar tiene presencia como recurso renovable en todas las regiones del mundo y en cualquier tipo de entorno. *Es importante tener en cuenta que la variabilidad del clima y los ciclos estacionales, diarios y anuales condicionan la disponibilidad del recurso solar.* Para maximizar el aprovechamiento del recurso solar, no solo es importante evaluar el valor de radiación solar que es perpendicular a un plano paralelo a la superficie terrestre, sino también la que se recibe con cualquier orientación e inclinación. En este contexto, es necesario caracterizar la radiación solar sobre la superficie terrestre para maximizar la captación de la energía (Tiwari & Tiwari, 2016).

*El recurso solar disponible en un territorio se expresa como radiación solar global sobre una superficie horizontal o referida a una superficie sobre la que incide el Sol.* Así la radiación global es el resultado, en términos prácticos, de principalmente la componente vertical de la radiación directa más la correspondiente a la radiación difusa, este parámetro se considera como un índice que se puede comparar con otros recursos (Resch et al, 2008). Es importante considerar que cuando la superficie receptora sobre la que se pretende recoger la energía incidente no es horizontal, aparece una tercera componente, que es la radiación reflejada por la superficie terrestre esto significa que, para obtener altas densidades de energía, se necesitan grandes áreas de captación o sistemas de concentración solar (Myers, 2016).

La radiación solar es la cantidad de energía proveniente del Sol, formada por el conjunto de radiaciones electromagnética que alcanza una superficie específica, puede ser medida en términos de irradiación o irradiancia solar. *La irradiación solar mide la*

energía procedente del Sol como radiación que incide durante un periodo de tiempo sobre una superficie (e.g.,  $J/m^2$  o  $Wh/m^2$ ), mientras que la irradiancia evalúa la radiación solar que incide sobre una superficie en un instante determinado (e.g.,  $W/m^2$ ). La evaluación del potencial de la radiación solar se mide en superficie horizontal, mediante el uso de un piranómetro, i.e., sensor de radiación, que se sitúa en una localización en campo abierto y orientado al sur. La *radiación solar global*, combinación de la radiación directa, difusa y reflejada que alcanza la superficie terrestre, es influenciada por factores como la posición del Sol y las condiciones atmosféricas. Su valor medio varía ampliamente en todo el mundo y depende de factores geográficos, climáticos y estacionales. En promedio, **la radiación solar global** anual a nivel mundial es de alrededor de  $220 W/m^2$ , pero esta cifra puede disminuir a menos de  $100 W/m^2$  en las regiones polares y aumentar a más de  $300 W/m^2$  en las regiones ecuatoriales conforme a los estudios de “*World Meteorological Organization*” [Organización Meteorológica Mundial] (WMO, 2013).

La **radiación solar** es susceptible de ser aprovechada como recurso energético renovable, a lo largo del año el recurso solar está disponible en determinados periodos de tiempo, i.e., horas de Sol, dependiendo de las características climatológicas y geográficas. La combinación de los conceptos referidos a la energía procedente de la radiación solar y horas de Sol permiten evaluar el recurso de energía solar a partir del cálculo de la irradiancia solar en cada región en bases de datos y mapas como energía recibida por la superficie terrestre, (Figura 20).



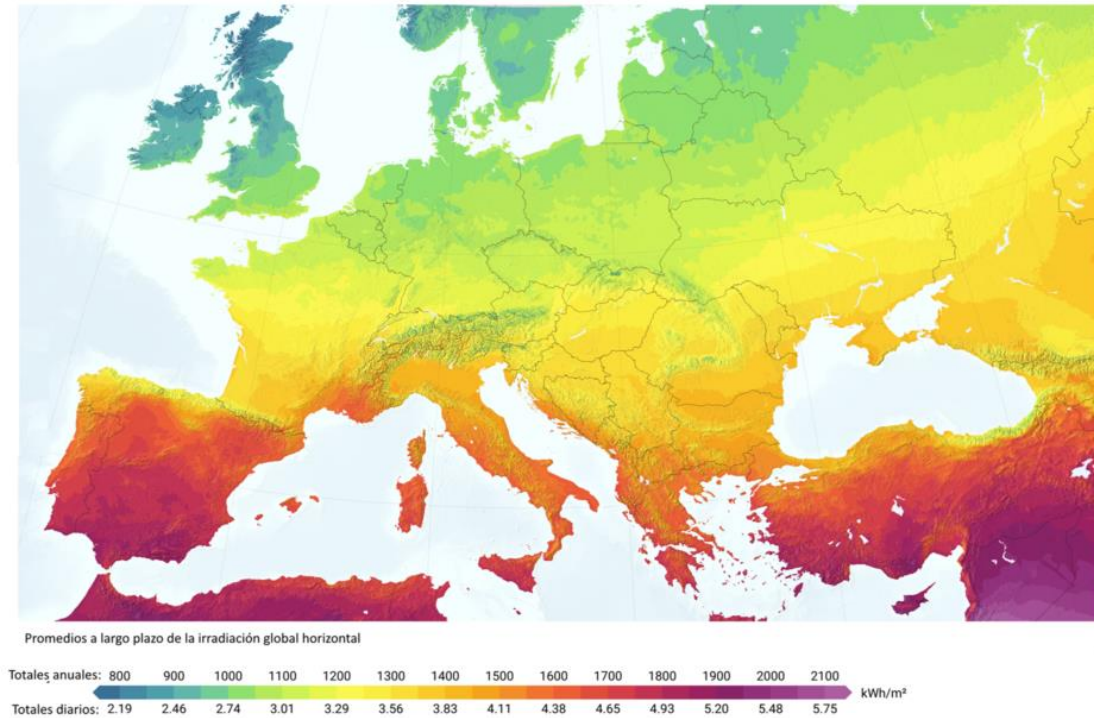
**Figura 20.** Irradiación solar global horizontal en el mundo.

Adaptado de “Solargis” (2018).

En Europa, la cantidad promedio de horas de Sol es de entre aproximadamente 1,5 horas en invierno y 8 horas en verano por día, dependiendo de la localización



geográfica (IEA, 2022; Solargis, 2018). El valor medio de *la irradiación solar global* es de alrededor de 1.200 kWh/m<sup>2</sup> al año (IEA, 2022; Solargis, 2018), (Figura 21).



**Figura 21.** Irradiación solar global horizontal en Europa.

Adaptado de “Solargis” (2018).

España es uno de los territorios con mejores condiciones de recurso solar de Europa, debido a su ubicación geográfica en latitudes más bajas, ya que cuenta con una de las mayores irradiaciones solares anuales del mundo, la cantidad promedio diario de horas de Sol es mayor que en el resto de Europa, oscilando entre alrededor de 5 horas en invierno y más de 12 horas en verano (PVGIS, 2022; Martin, 2015). La alta radiación solar global se debe a su ubicación geográfica en latitudes bajas, con un valor medio de *irradiación solar global de alrededor de 1700-2300 kWh/m<sup>2</sup> al año*, convirtiéndose en una de las zonas de Europa con mayor irradiación solar (MITECO, 2020b).

*El contexto determinado por el nivel radiación solar existente, condiciona la cantidad de energía solar disponible y el tipo de tecnología empleada para su aprovechamiento, bien sea para la producción térmica, como en el caso los captadores o colectores solares, o para la producción de electricidad, mediante el uso de células fotovoltaicas o sistemas de concentración.* En este sentido, a pesar de que se considera que Alemania posee radiación media anual menor que el norte de España, Alemania es líder en promoción de energía solar fotovoltaica de la UE (Eurostat, 2024). Por lo tanto, la información sobre el recurso solar en un territorio es crucial para el diseño, despliegue y utilización exitosos de sistemas solares de producción de energía (PVGIS, 2022; Tiwari & Tiwari, 2016). El análisis y modelización previos de la disponibilidad de los recursos

son necesarios para la elección de tecnologías adecuadas para el aprovechamiento energético. *En este marco, la energía solar es un recurso primario que se relaciona directamente con la producción de energía térmica.*

El *contexto de recursos de energía* muestra la disponibilidad y necesidad del aprovechamiento de los recursos renovables considerados en este trabajo para un desarrollo sostenible. La biomasa forestal se muestra como una fuente principal de recursos renovable derivada del desarrollo natural de las masa forestales. En contraposición, la energía solar está limitada por la localización geográfica de su aprovechamiento y condicionada a los ciclos diarios y estacionales. Por todo ello, su disponibilidad como fuentes de energía condiciona su aprovechamiento. El proceso de evaluación de recursos renovables estudiados, i.e., energía solar y biomasa, debe estar fundamentado en las particularidades derivadas de su naturaleza energética y distribución geográfica en el área de estudio.

## 1.5.2. Contexto tecnológico en conversión energética de los recursos

### 1.5.2.1. Conversión energética

#### **Sistemas de producción de energía**

La conversión de energía de los recursos es una necesidad fundamental actualmente en el mundo, tanto para aplicaciones domésticas como industriales. Los sistemas de producción de energía, en la mayor parte de las tecnologías disponibles, necesitan de la generación térmica o termo-energética, bien sea de forma directa para la obtención de energía térmica (e.g., tecnología de combustión) o indirecta, mediante el uso de fluidos caloportadores para la producción de calor, electricidad o trabajo mecánico (e.g., tecnología de ciclos termodinámicos).

Los sistemas de *producción de energía tradicionales* emplean combustibles fósiles para la obtención primaria de calor, mediante *sistemas de producción primaria de energía*, siendo los combustibles más utilizados el petróleo, el gas natural y el carbón, cada uno de ellos caracterizado por una alta densidad energética, pero no renovables, y, por tanto, condicionados por una disponibilidad futura limitada.

Un **sistema de producción de energía** está formado por un conjunto de componentes y procesos desarrollados para la conversión de los recursos en formas de aprovechables de energía (Hussain et al., 2017). En la actualidad, la base tecnológica de los principales sistemas de producción de energía con FEF, tanto térmica como eléctrica, se fundamenta en la producción primaria de energía térmica desde un foco caliente y su posterior conversión por medio del intercambio de calor con fluidos caloportadores para la obtención de formas energía aprovechables. Este marco tecnológico, es el caso de los sistemas más eficientes de Ciclo Rankine (e.g., Ciclo Rankine Orgánico, en inglés

“*Organic Rankine Cycle*” (ORC) o Ciclo Rankine Inverso) o Ciclo Brayton (e.g., Ciclo Combinado) (Moran & Shapiro, 2018).

El término almacenamiento de energía se refiere a la capacidad de recolectar la energía generada y almacenarla para su aprovechamiento posterior. Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía, existen diferentes tipos según la naturaleza de su aplicación (Gallo et al., 2016):

- Los *sistemas de energía eléctrica*: como los capacitores, almacenan energía en campos eléctricos y la liberan como electricidad.
- Los *sistemas de energía mecánica*: almacenan energía en forma de movimiento mecánico, que se convierte en electricidad cuando se necesita energía.
- Los *sistemas de energía química*: como baterías y supercondensadores, utilizan reacciones químicas para almacenar y producir energía en forma de electricidad.
- Los *sistemas de energía térmica*: como es el caso del almacenamiento en forma de calor en agua o aire, acumulan energía en forma térmica.

Es importante destacar que cada tipo de sistema de almacenamiento está condicionado por la naturaleza del recurso energético y presenta diferentes características en términos de capacidad, densidad energética, costes y ciclos de vida. El sistema de almacenamiento térmico (conocido en inglés como “*Thermal energy storage*” [TES]) ha avanzado significativamente en la última década. Este sistema utiliza un medio de almacenamiento, calentando o enfriando, para utilizar posteriormente la energía almacenada en aplicaciones tales como climatización, refrigeración y producción de energía (Parameshwaran et al. 2012; Sarbu & Sebarchievici, 2018). En algunos casos la propia gestión o combinación de recursos permite formas alternativas al almacenamiento derivadas de la combinación de recursos de diferente naturaleza (Srinivas & Reddy, 2014).

### **Sistemas de producción primaria de energía**

*En el contexto del trabajo, la producción primaria de energía se enmarca como la energía térmica directamente obtenida de los recursos para su posterior integración final para su aprovechamiento. Sin embargo, el aprovechamiento de recursos renovables, si bien ofrece una alternativa más sostenible, su variabilidad temporal origina un nuevo escenario tecnológico y administrativo de la energía (Festel et al., 2014; Sahu et al., 2014), (Figura 22).*



**Figura 22.** Sistema de generación de energía de central térmica de carbón.

En este contexto tecnológico, cabe destacar que, en la producción primaria de energía térmica, como calor, permite una integración directa en tecnologías basadas en FER, como la energía solar y la biomasa, en base a la naturaleza térmica de dichos recursos.

### **Energía solar**

La **energía solar** se presenta como una tecnología limpia y renovable, aunque requiere grandes superficies y altos costes de inversión (Kabir et al., 2018). La **energía solar térmica** consiste en captar la radiación del Sol y transformarla en calor aprovechable para calentar fluidos caloportadores (e.g., agua), que luego se utilizan para generar energía eléctrica o térmica. En este sentido, se han desarrollado tecnologías con fluidos orgánicos alternativos al ciclo Rankine como es el caso del ciclo Rankine orgánico con éxito (Settino et al., 2018). Dependiendo del rango de la temperatura de utilización como energía solar térmica, se pueden distinguir tres tipos de tecnologías: baja, media, y alta.

Los *sistemas de baja temperatura* se utilizan hasta un máximo de unos 80 °C, se suele instalar en el acondicionamiento de edificios o redes de calor. Los *sistemas de media temperatura* se utilizan entre los 80 °C, y 250 °C para producir vapor en procesos industriales y eléctricos. Por último, los *sistemas de alta temperatura*, necesitan alcanzar temperaturas mayores a 250 °C, utilizados principalmente a la producción de electricidad (Sarbu & Sebarchievici, 2013), (Figura 23).



**Figura 23.** Módulo de colector solar para sistema de producción energía térmica.

No obstante estas aplicaciones están condicionadas a la disponibilidad del recurso y su naturaleza. Complementariamente, *la energía solar térmica* se puede utilizar de forma *activa y pasiva*. La *energía solar pasiva* se fundamenta en el diseño constructivo de edificios e infraestructuras para aprovechar al máximo la energía solar. La *energía solar activa* puede aprovecharse como sistema complementario o principal de un sistema de calefacción (i.e., caldera de gas o eléctrica) mediante captador o colector solar, con la opción de utilizar tanques de almacenamiento térmico (IDAE, 2009a). Dentro de los sistemas de energía solar térmica utilizados, también se pueden distinguir diferentes tipos de tecnologías atendiendo al proceso conversión de la energía solar (IDAE, 2021a).

Los *captadores solares* son equipos, que se integran en los sistemas de producción primaria de energía, para absorber la radiación solar y transmitirla a un fluido caloportador para su posterior aprovechamiento energético. Además, los *captadores solares sin concentración* presentan superficies de captura que no les permiten superar los 80°C de temperatura, con una relación entre la superficie del captador y la superficie de absorción de valor prácticamente la unidad, (Figura 23). En cambio, los *captadores solares con concentración* cuentan con elementos ópticos, como lentes y espejos, de diseños más complejos que les permiten ser utilizados en el campo de la energía solar térmica de media y alta temperatura ( $> 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), pudiendo emplear un sistema de seguimiento de la dirección al Sol (Pérez-Martínez et al., 2008). En este contexto, *la energía termosolar de concentración*, conocida como energía solar de concentración (en inglés denominada “*Concentrated Solar Power*” [CSP]) emplea los espejos o lentes para enfocar la radiación solar en un punto para calentar un fluido caloportador o, directamente, transformarlo en vapor para producir electricidad mediante una turbina.

Estos sistemas son más apropiados para grandes instalaciones de producción eléctrica (> 10 MWe), complementariamente, es posible producir electricidad a menor escala mediante *sistemas de energía fotovoltaica*, que producen directamente electricidad mediante el efecto fotoeléctrico (Collado & Guallar et al., 2013). Adicionalmente, los sistemas de energía solar térmica se pueden clasificar, en virtud del tipo de circulación del fluido caloportador, en sistemas de circulación forzada o natural. Por lo general, los sistemas de circulación forzada son adecuados para instalaciones de mayor envergadura como edificios comerciales o plantas industriales (Hussain et al., 2017; Werner, 2017).

Una limitación clave de la energía solar es su intermitencia, lo que significa que la energía no siempre está disponible cuando se requiere. En este contexto, al sistema más sostenible y directo de almacenamiento de energía solar es la biomasa por medio de la fotosíntesis (Rosillo-Calle et al., 2012). Por esta razón, la gestión de la energía representa un componente esencial para maximizar su potencial de aprovechamiento, pues su disponibilidad condiciona su capacidad de producción de energía a gran escala, e.g. centrales termoeléctricas.

## **Bioenergía**

La **biomasa** puede ser transformada en bioenergía a través de diversos procesos *termoquímicos, fisicoquímicos y biológicos*, lo que resulta en combustibles alternativos a los combustibles fósiles en forma sólida, líquida o gaseosa. Los principales mecanismos de conversión de biomasa en bioenergía incluyen la combustión, gasificación, pirólisis y fermentación (Rosillo-Calle et al., 2012). En el contexto de la conversión termoenergética de la biomasa, el uso de procesos de conversión termo-química permite la obtención de energía o biocombustibles.

*El aprovechamiento directo de la biomasa se realiza de manera general mediante combustión para la obtención de calor susceptiblemente transformable en formas de energía aprovechable en sistemas de producción de energía.* La combustión permite la liberación de energía en forma de calor mediante un proceso químico al reaccionar la materia exotérmicamente con un oxidante.

Los *biocombustibles* son productos obtenidos de la biomasa a través de procesos industriales con diferentes niveles de procesamiento, se clasifican en sólidos, líquidos y gaseosos, (Rosillo-Calle et al., 2012):

- *Los biocombustibles sólidos:* se generan a partir de materiales lignocelulósicos procedentes de la agricultura o la silvicultura y sus procesos afines. Este tipo de recurso de biomasa puede quemarse indirectamente, previa transformación vía gasificación o pirólisis, procesos termo-químicos que permiten obtener un combustible mejorado (e.g., “biocarbón”) o directamente en procesos termoenergéticos por combustión producir calor o electricidad, o ambas, (e.g., astillas o pellet).
- *Los biocombustibles líquidos o biocarburantes:* se obtienen a partir de cultivos energéticos (e.g., caña de azúcar y plantas oleaginosas), o a partir de residuos (e.g., aceites vegetales usados o grasas animales). Estos biocombustibles se utilizan



comúnmente como sustitutos del combustible fósil en el sector del transporte y para obtener calor o electricidad, (e.g., etanol o biodiesel).

- *Los biocombustibles gaseosos o biogases:* se producen a partir de residuos orgánicos, como residuos sólidos urbanos (RSU) o estiércol, y pueden ser utilizados para obtener calor o electricidad, o ambas, (e.g., biometano).

Los *biocombustibles sólidos* más importantes están formados de materiales lignocelulósicos de biomasa forestal procedentes de la silvicultura y sus industrias afines. La biomasa puede ser transformada en combustible sólido (e.g., astillas, pellets o briquetas) para ser utilizada directamente en sistemas de producción de energía basados en la tecnología para la producción de energía de los combustibles fósiles, e.g., carbón, ya sea directamente o co-combustión (Sahu et al., 2014; Saidur et al., 2011), (Figura 24).



**Figura 24.** Módulo de caldera de biomasa para sistema de producción primaria de energía.

Adaptado de “Uniconfort” (2022).

Sin embargo, el aprovechamiento de la biomasa en su estado natural no ha demostrado ser una técnica eficiente, lo que ha dado lugar a una amplia gama de tratamientos de procesamiento que mejoran sus propiedades como recurso de energía. Alternativamente, *las tecnologías basadas en la pirólisis*, proceso termo-químico por el cual un material se descompone térmicamente en ausencia de oxígeno o cantidad limitada de oxígeno permiten, obtener desde gases combustibles (e.g., metano o hidrógeno) hasta biocombustibles sólidos como el “*biocarbón*”, como es el caso del proceso termo-químico de torrefacción. En estas circunstancias, es posible obtener un combustible alternativo e integrable en sistemas de producción de energía con carbón. En comparación con la biomasa bruta, la calidad final del biocarbón como biocombustible se ve mejorada en parámetros tales como el contenido en humedad, el poder calorífico y la molibilidad (Ribeiro et al., 2018).

La **bioenergía**, energía obtenida de la biomasa, es considerada como una fuente alternativa y prometedora para integrar en sistemas de producción de energía como biocombustible, i.e., forma de almacenamiento de energía química de la energía solar en base a su poder calorífico. La bioenergía se ha demostrado que es que puede utilizarse como alternativa directa a las fuentes tradicionales de energía en procesos industriales y en la generación de energía utilizando los sistemas de producción, aunque su combustión es susceptible de análisis pues puede producir emisiones contaminantes que afecten al medio ambiente (Saidur et al., 2011).

En la *industria energética tradicional*, la biomasa puede utilizarse para sustituir al carbón en diferentes tipos de instalaciones, mitigando, de una forma u otra, el impacto ambiental de este combustible fósil. Vassilev et al. (2015) realizó una amplia descripción de las características de la composición de la biomasa como alternativa al carbón producido en cuencas mineras y las propiedades para la aplicación de biocombustibles. No obstante, uno de los principales retos tecnológicos planteados es la integración de los recursos disponibles y la conformación del sistema de producción primaria de energía para su posterior conversión en formas de energía aprovechables. Paredes- Sánchez et al. (2019a) establecieron la importancia de la modelización de biomasa como alternativa al carbón en los sistemas para la producción de energía. En este sentido los biocombustibles sólidos se muestran como una alternativa directa al carbón, en general, (Saidur et al., 2011).

### **Sistemas de integración energética**

Los *sistemas de producción primaria de energía* están emergiendo como una solución innovadora para hacer frente a los retos energéticos sustentados en la complejidad de lograr un suministro estable y sostenible de energía, gracias a su alto nivel de eficiencia y versatilidad en la combinación de diferentes recursos de energía en su cadena de suministro, particularmente en el caso de sistemas de producción de energía térmica basados en FER.

Los *sistemas de energía híbrida* integran la tecnología relativa a los sistemas de producción de energía para combinar diferentes fuentes de energía con el objetivo de lograr una conversión y gestión de la energía más confiable y sostenible (Liu et al., 2014).  
+

Los sistemas de energía relativos a la *producción térmica* han sido un elemento clave en el desarrollo e integración tecnológica industrial de sistemas de producción de energía con aprovechamiento de combustibles fósiles, como el carbón. Por este motivo, se han desarrollado tecnologías de generación energética con producción térmica, *como la cogeneración, la trigeneración y la poligeneración*. La *cogeneración* permite producir a la vez electricidad y calor desde un recurso de energía mediante máquinas, sistemas y motores térmicos como motores o plantas basadas en ciclos termodinámicos (Paredes-Sánchez et al., 2019b). Por su parte, la *trigeneración* añade un tercer elemento a la ecuación: la producción de frío. En este caso, se aprovecha la energía térmica residual para producir frío mediante el uso de máquinas térmicas de absorción o compresión de refrigerante, lo que resulta una solución especialmente adecuada para aplicaciones industriales que demandan grandes cantidades de energía térmica y eléctrica (Palomba et al., 2017). Finalmente, la *poligeneración* es la producción simultánea de varias formas de energía útil y productos, como electricidad, calor, frío y residuos para su



aprovechamiento. Este proceso implica el uso de varias tecnologías correspondientes a sistemas tradicionales de producción de energía, e.g., calderas, motores, turbinas, entre otros. La poligeneración es especialmente adecuada para aplicaciones a gran escala, como complejos industriales e instalaciones de procesamiento de combustibles fósiles, así como en aplicaciones de cogeneración energética en áreas urbanas y rurales. Adicionalmente, el uso de sistemas de energía térmica, como las bombas de calor, permite la producción alternativa de energía térmica para climatización y refrigeración (Jana et al., 2017). Además, cabe mencionar que la tecnología de producción de electricidad, basada en el aprovechamiento de combustibles fósiles, se fundamenta en sistemas de producción de energía que aprovechan el calor intercambiado entre dos focos térmicos para la obtención de trabajo mediante ciclos termodinámicos, esto facilita la potencial integración de la energía térmica procedente de fuentes de calor o combustibles alternativos en dichas instalaciones (Moran & Shapiro, 2018).

### **1.5.2.2. Sistemas híbridos de producción primaria de energía para integración de fuentes de energía primaria**

El análisis de sistemas de producción térmica primaria, para la conversión de recursos renovables, supone uno de los principales retos de futuro (Ammari et al., 2022). *La conversión primaria térmica del recurso es el punto de partida de la mayoría de las tecnologías convencionales de producción de energía basadas en fuentes de energía fósil, como se comentó anteriormente, pero además es un elemento clave en el desarrollo de sistemas integrados de hibridación.* En este marco de integración, *la producción de energía mediante hibridación* permite integrar recursos de distinta naturaleza para producir energía en formas aprovechables por medio de sistemas de producción de energía. Este modelo de gestión de recursos, i.e., renovables y no renovables, hace que la hibridación energética surja como una solución para mejorar la estabilidad en el suministro y disminuir los efectos negativos sobre el medio ambiente.

Los *sistemas híbridos basados en FER*, como la energía solar y la biomasa, son especialmente prometedores debido a su versatilidad para integrar la demanda y la producción de energía (Bahlawan et al., 2019). En este contexto, Evans et al. (2009) analizaron las tecnologías de generación renovable en función de indicadores de sostenibilidad, desde datos existentes en la literatura, para llegar a mostrar la importancia del estudio del comportamiento de los sistemas de *generación térmica primaria* en contraposición a las tecnologías de combustión tradicionales. *Por todo ello, resulta importante, el análisis de los sistemas de producción de energía térmica desde la energía primaria correspondiente, en origen, a la combinación de los recursos a hibridar para facilitar su implementación en sistemas convencionales de aprovechamiento energético sustentados en combustibles fósiles, i.e., en los procesos de producción, conversión y gestión energética con carbón* (Azevedo et al., 2019; Nunes et al., 2020; Paredes-Sánchez et al., 2019a). A este respecto, cuando un sistema híbrido de energía térmica incluye dos o más fuentes de energía, pueden llegar a presentar costes más bajos y una mayor confiabilidad que los sistemas que utilizan una única fuente de energía. Los sistemas híbridos de generación térmica con FER combinan diferentes tecnologías de generación de energía y recursos de distinta naturaleza, como el solar, la geotermia o la biomasa. A continuación se representan itinerarios tecnológicos identificados en hibridación para la integración de FER:

- *Biomasa-solar*: combina la tecnología del captador o colector solar térmico y caldera de biomasa para generar calor.
- *Geotérmica-biomasa*: utiliza la tecnología de la bomba de calor que aprovecha energía térmica almacenada en el terreno complementada con una caldera de biomasa, que utiliza residuos de madera o pellets como biocombustible.
- *Solar-aerotermia*: combina la tecnología del captador o colector solar con la de la bomba de calor aerotérmica, que aprovecha el aire ambiental, como fuentes de calor.

De manera general, los *sistemas de producción de energía primaria*, sistemas de producción de energía mediante hibridación de recursos de energía, presentan una elevada versatilidad y eficiencia, adaptándose a las necesidades y circunstancias específicas de cada contexto de demanda basado en la naturaleza de los recursos utilizados, siendo esta característica una de sus mayores ventajas. Por tanto, la integración de sistemas de bioenergía con energía solar podría permitir aumentar el ahorro de biomasa con una participación solar en el suministro de energía térmica para desarrollar una alternativa sostenible de integración y gestión (Saidur et al., 2011; Srinivas & Reddy, 2014). Además, los *sistemas de producción térmica* con biomasa se presentan como una herramienta versátil, viable y modulable para caracterizar el potencial de conversión y la gestión energética de recursos heterogéneos disponibles en una determinada área de estudio (Paredes-Sánchez et al., 2019b; Saint-Marc, 2015), (Figura 25).



**Figura 25.** Configuración en módulos de producción de energía térmica.

Adaptado de “Atlantic Technology Group” (ATG, 2018)

En este punto, es importante tener en cuenta que la viabilidad económica final de estos sistemas dependerá de las condiciones del entorno particular en el que se desarrollen (Paredes-Sánchez et al., 2016). No obstante, el aprovechamiento de FER en un territorio está condicionada por el desarrollo de *metodologías educadas* para la integración de las variables involucradas en toda la cadena de suministro de energía para una adecuada administración y planificación. A pesar de las limitaciones, la utilización de estos sistemas podría representar una alternativa para impulsar la transición energética, aprovechando las sinergias de recursos como el solar y la biomasa.

El *contexto de la tecnología energética* muestra que uno de los principales retos, para la integración de los recursos en sistemas de producción de energía, es la implementación técnica del aprovechamiento energético como producción primaria de energía térmica. Los recursos renovables, i.e. energía solar y biomasa, pueden ser integrados en entornos productivos de energía, bien mediante nuevos sistemas de hibridación o por medio de sistemas de producción de energía convencionales que están presentes como resultado de la extracción, conversión y aprovechamiento del carbón en las cuencas mineras. Adicionalmente, el estudio de la producción primaria de energía térmica se muestra como una herramienta de análisis del potencial tanto de integración de recursos renovables en nuevos sistemas de producción de energía, i.e., sistemas híbridos, como para la implementación en infraestructuras energéticas tradicionales, i.e., centrales térmicas o calderas de instalaciones, en aplicaciones térmicas y eléctricas. En este sentido, como se comentó, la producción de calor se aprovecha en los sistemas de producción eléctrica basados en la tecnología de combustión fósil.

### 1.5.3. Contexto de gestión de la energía

#### 1.5.3.1. Evolución en la gestión de los recursos de energía de la minería

El ritmo actual de consumo de energía de provoca el agotamiento de las reservas de recursos energéticos fósiles y el incremento de emisiones contaminantes por lo que se requiere de un *nuevo modelo de gestión de la energía*. En los modelos medioambientales de Giorgetta et al. (2011), se refleja un escenario potencial de duplicación de la concentración de CO<sub>2</sub> asociada a un incremento de la temperatura media del planeta de aproximadamente 3 °C para el 2100, que conllevaría un cambio climático significativo con impactos sociales y económicos perjudiciales a nivel mundial. Para evitar esta futura y preocupante situación, se están desarrollando políticas y acciones de gestión energética en respuesta.

A lo largo de la historia, se han identificado tres transiciones en la aplicación de la energía: la sustitución de la madera por el carbón como principal recurso energético, la sustitución del carbón por el petróleo como fuente dominante de energía y la actual transición de las FEF a las FER. La transición energética de la madera al combustible fósil fue impulsada por el descubrimiento de importantes reservas geológicas e innovaciones tecnológicas. Esta fue sin duda la primera transición energética que comenzó a principios del siglo XVIII y casi dos siglos después, a finales del siglo XIX, los combustibles fósiles llegaron a superar el suministro total de combustibles renovables,

biomasa, i.e. leña y madera, para convertirse en fuente principal de energía mundial. Sin embargo, la transición ocurrió a diferentes ritmos, según sectores, y en períodos que van de 80 a 400 años. A este proceso le siguió el paso del carbón al desarrollo del petróleo como combustible de uso generalizado (Freese, 2004).

*El contexto actual transición energética* que afecta al aprovechamiento de combustibles fósiles, se realiza el recorrido contrario, se parte del aprovechamiento de combustibles fósiles hacia el uso de recursos de energía renovable. Esta conversión ha estado en marcha desde la década de 1970, cuando surgieron tres grandes crisis energéticas, i.e., crisis del petróleo (1973 y 1990) y crisis energética (1979). En esta situación, los gobiernos han alentado a los consumidores al ahorro de energía y utilizar fuentes renovables. Paralelamente, la experiencia de Estados Unidos (EEUU), en gestión de energía a finales del siglo XX, demostró que una adecuada gestión de los recursos energéticos permitía que el desarrollo económico y social no estuviera directamente relacionado con el consumo de energía (Smil, 2018). Para llegar a la sostenibilidad de la producción de energía, según la evolución energética actual a nivel mundial, se requerirá la combinación de eficiencia energética, producción de energía renovable (e.g., eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica, etc.), captura y secuestro de carbono, para una adecuada cadena de aprovechamiento y suministro energético.

Una transición sistémica hacia regímenes de energía más eficientes y sostenibles necesita de una serie de acciones que involucren a todos los niveles, desde el local hasta el global. La demanda creciente de energía y la contaminación ambiental requieren de nuevas políticas de gobernanza de los recursos energéticos con una amplia gama de herramientas legislativas como comercio derechos de emisión, planes de recuperación, transición, resiliencia y subvenciones e impuestos. A medida que la tecnología avanza, se produce un aumento en la producción y eficiencia en la conversión de la energía, lo que permite reducir la dependencia de los combustibles fósiles. El aumento del uso de FER es un objetivo para fomentar el desarrollo económico, mejorar la seguridad energética y proteger el clima mundial (Kumar et al., 2017). Todo ello, debido a las limitaciones planteadas por la existencia del, denominado en inglés como “*Peak Oil*”, “Pico de Petróleo”, que es el punto en el tiempo en el que se producirá la tasa máxima de producción mundial de petróleo, después de lo cual la producción comenzaría un declive irreversible (Bentley, 2016).

El carbón es uno de los principales recursos en gestión de energía a nivel mundial, siendo responsable de más del 30 % del uso total de energía y representando alrededor del 40 % de la producción de energía eléctrica. Asimismo, el uso futuro del carbón y la energía nuclear son controvertidos (Song & Wang, 2019), dada la abundancia de suministros mundiales de carbón (e.g., aproximadamente 240 años de reservas en los EEUU).. Considerando, desde un punto de vista de su gestión, la escasez de recursos energéticos, las reservas existentes de carbón a nivel global son sostenibles durante un período de unos 153 años, lo cual contrasta con los 50,6 y 52,5 años de reservas de petróleo y gas natural, respectivamente.

El aprovechamiento del carbón resulta esencial en el contexto actual para resolver la controversia entre la oferta y la demanda energética y asegurar el desarrollo económico mundial (Song & Wang, 2019). En este contexto, es un reto esperar la eliminación gradual de este combustible a corto plazo, lo que subraya la importancia de las opciones de secuestro del carbono biológico y geológico (Solomon & Krishna, 2011)

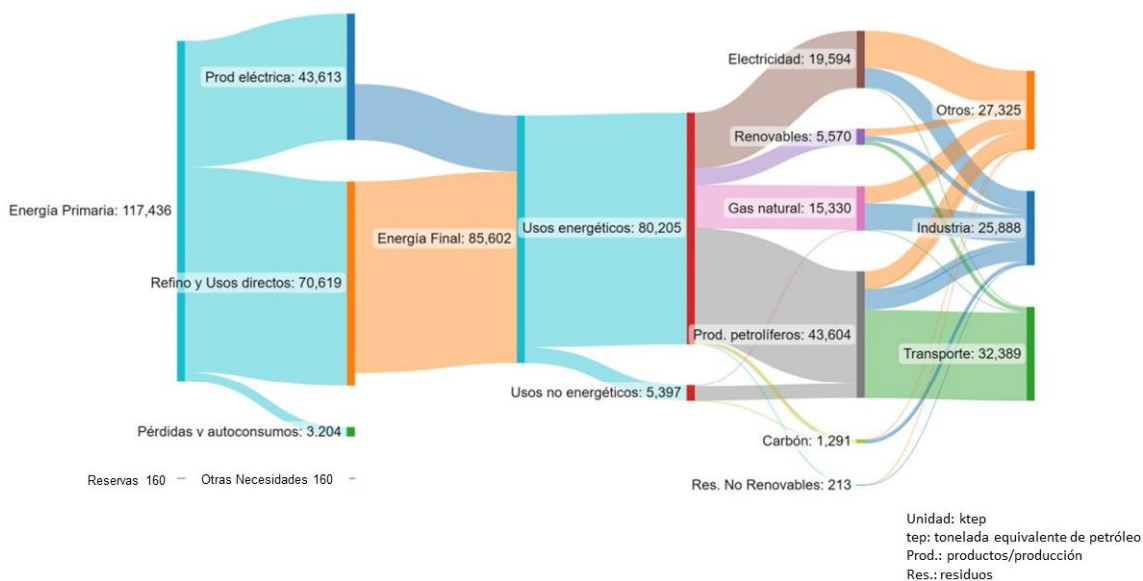
En Europa y, particularmente en España, se han establecido un conjunto de objetivos y medidas de gestión de la energía, como ya se comentó en la sección introductoria, para acelerar el proceso de transición energética y lograr una gestión energética más sostenible. En España, la *Ley 7/2021*, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, establece como objetivo el lograr la neutralidad climática en 2050, lo que implica la reducción de emisiones de GEI en un 23 % para 2030 y en un 55 % para 2050, en relación con los niveles de 1990, dicha ley fue rubricada en 2021 (JEE, 2021).

### **1.5.3.2. Gestión de la energía como alternativa a los recursos mineros energéticos**

La *gestión de la energía* se refiere al proceso mediante el cual se logra, en cualquier circunstancia, un abastecimiento eficiente, lo que permite la reducción de la necesidad de almacenar energía. La gestión también puede incluir la activación de incentivos para reducir la demanda de energía durante los momentos de pico de demanda (Satalkina & Steiner, 2020).

El balance energético permite analizar la evolución del consumo de energía primaria y final en España para la gestión de los recursos, dicha información se encuentra disponible en las bases de datos del “*Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*” (MITECO, 2023a) y el “*Instituto Nacional de Estadística*” (INE, 2022). Estos dos elementos clave resultan básicos para poder realizar un utilización adecuada de los recursos de energía. La energía primaria incluye los diferentes tipos de energía disponibles en la naturaleza de manera no transformada o antes de la transformación final, mientras que la energía final es el producto de energía en su forma final (MITECO, 2021). *En este sentido, por producción primaria de energía de un recurso se entiende el proceso de conversión directa de la energía primaria* (De Souza et al., 2013).

La Figura 26 muestra un “*Diagrama Sankey*”, utilizando la estructura energética de España para 2021, donde la energía primaria consumida asciende a 118 Mtep. Los procesos de transformación de esta energía, que incluyen la generación eléctrica y el refino, generan un consumo total de 86 Mtep de energía. Del total, 80 Mtep son utilizados para usos energéticos y el resto para usos no energéticos, es decir como materias primas derivadas del petróleo. La distribución del consumo de energía final por producto energético y por sector se muestra a la derecha. El subsector “Otros” incluye residencial, servicios, agricultura y pesca (MITECO, 2023a).



**Figura 26.** “Diagrama de Sankey” de la energía en España.

Adaptado del “Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico” (MITECO, 2023a).

El consumo de energía final aumentó un 7,8 % en el año 2021, el principal motivo del incremento fueron el aumento del consumo final de electricidad, gas natural y productos petrolíferos, originado por la recuperación económica tras la pandemia del COVID-19. Cabe mencionar que las emisiones brutas de GEI en España se estimaron en el equivalente a 289 Mt CO<sub>2</sub> en 2021, lo que supuso un incremento del 6,1 % respecto al año 2020, y una reducción del 6,4 % respecto a las del año 2019, en un marco de recuperación de la crisis derivada de la pandemia del COVID-19. El transporte, la industria y la generación eléctrica alcanzó más del 60 % de las emisiones de GEI en España. El nivel de emisiones totales produjo un incremento del 0,4 % respecto a 1990 y una reducción del 34,2 % respecto a 2005 (MITECO, 2023b), en un contexto de gestión energética de combustibles fósiles donde el mercado de derechos de emisión ha superado el equivalente a 50 €/t CO<sub>2</sub> en promedio en 2021 (Sendeco2, 2021), (Tabla 4).

**Tabla 4.** Emisiones equivalentes a CO<sub>2</sub> totales brutas de gases de efecto invernadero (GEI).

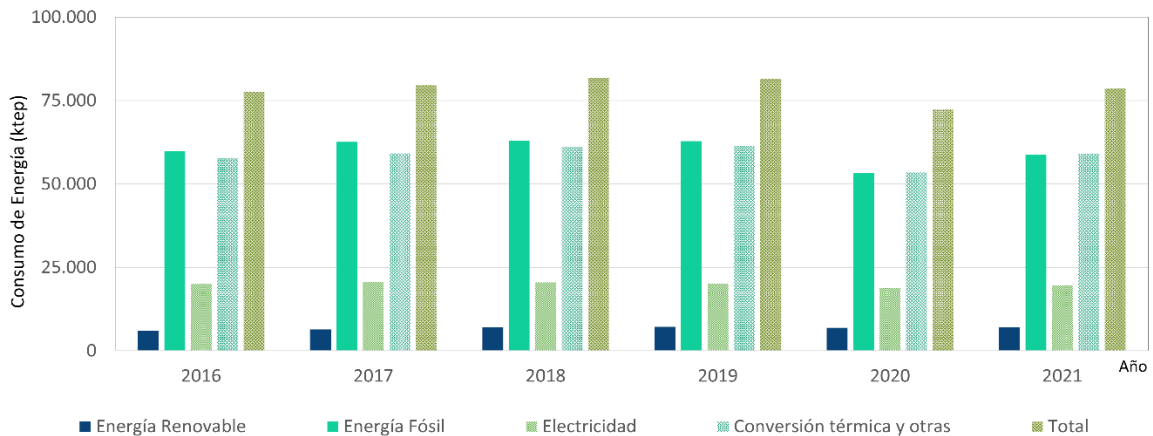
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021
<b>Emisiones GEI (kt CO<sub>2</sub>-eq)</b>	287.710	327.011	383.276	438.760	354.652	333.623	328.905	309.814	272.244	288.848
<b>Variación respecto a 1990</b>		+13,7 %	+33,2 %	+52,5 %	+23,3 %	+16, %	+14,3 %	+7,7 %	-5,4 %	+4 %
<b>Variación respecto a 2005</b>					-19,2 %	-24,0 %	-25,0 %	-29,4 %	-38,0 %	-34,2 %

Adaptado del “Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico” (MITECO, 2023b)

En términos de *gestión de recursos de energía*, el consumo final de carbón aumentó hasta 1,3 Mtep debido al mayor demanda en la industria siderúrgica. Los productos petrolíferos superaron el impacto de la pandemia del COVID-19 en el sector del transporte, aumentando significativamente un 10,5 % hasta alcanzar las 43,6 Mtep. El consumo de gas natural alcanzó las 15,3 Mtep, un incremento del 7,7 % en relación con el consumo de 2020, en línea con el crecimiento económico y las necesidades energéticas finales de España. El consumo final de energía renovable creció un 1,1 % en 2021,



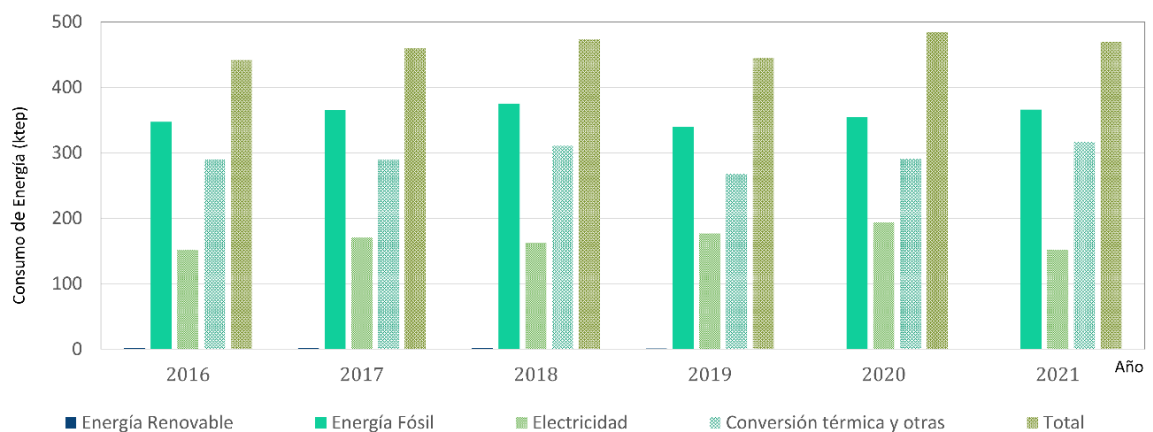
impulsado principalmente por el uso de biomasa, que creció un 1,8 % (MITECO, 2023a). Estos resultados consolidan la tendencia de un elevado consumo de energía basada en FEF, en comparación con las FER, durante el periodo 2016-2021, aunque se observa una tendencia positiva para las FER, (Figura 27).



**Figura 27.** Evolución del consumo de energía durante el período 2010-2021 en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2022b).

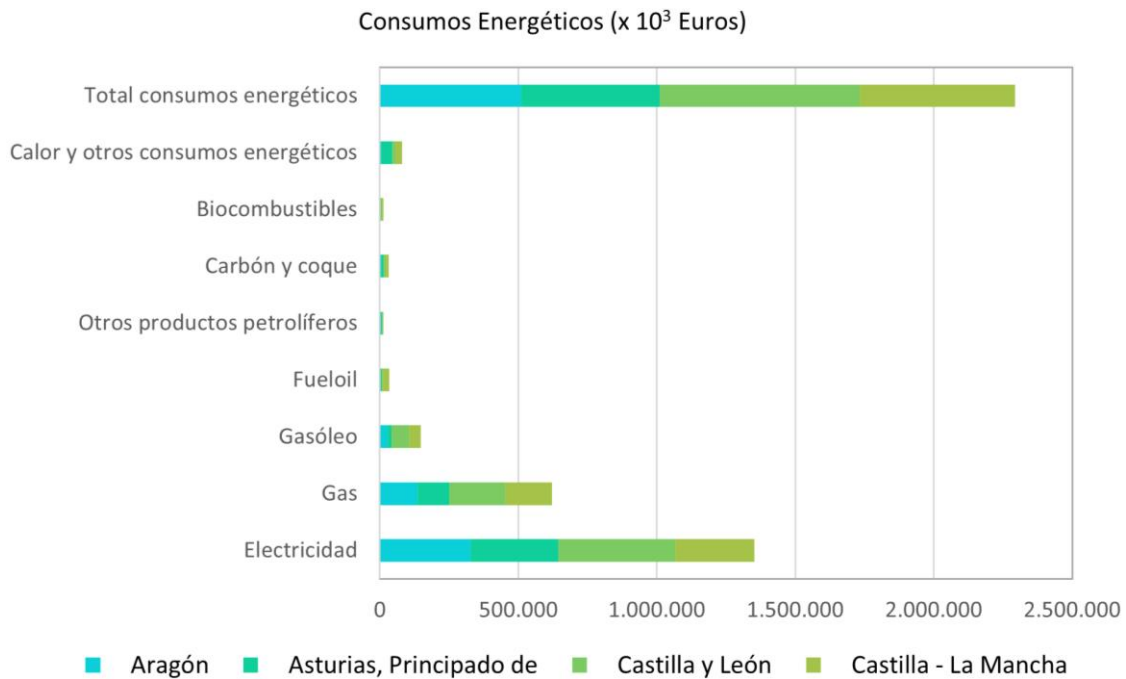
Particularmente, *la industria extractiva o actividad minera* muestra un bajo grado de implantación en el uso de FER en comparación con el uso de las FEF tanto en aplicaciones térmicas como eléctricas. En este sentido, la aportación del uso de FER deriva directamente del desarrollo dentro del conjunto del sistema energético de España de la utilización de FER en el sector del transporte o el suministro eléctrico, (Figura 28).



**Figura 28.** Evolución del consumo de energía en la industria extractiva durante el período 2010-2021 en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2022b).

En este marco en España, el consumo de carbón decreció en los últimos años, debido a las políticas de sostenibilidad en materia de transición energética y la promoción de fuentes de energía renovable (MITECO, 2021). Además, en el entorno regional de las industrias extractivas del carbón (Figura 10), se observa el potencial de desarrollo para la consolidación en la adquisición de consumos energéticos renovables, (Figura 29).



**Figura 29.** Consumos energéticos en las comunidades autónomas de las cuencas mineras de España.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE, 2022).

En cuanto a la **gestión estructural de la energía**, desde el recurso de energía hasta la energía final, mediante la conversión energética, se pueden observar diferentes modelos a implementar en cuanto a los sistemas de producción de energía. Tomando como ejemplo el desarrollo de la generación eléctrica, se plantea en el contexto actual la posibilidad de introducir la modalidad *de generación centralizada o la generación distribuida*.

La *generación de energía centralizada* es la obtención de energía en centrales que produzcan grandes cantidades de energía para su reparto a los usuarios finales mediante redes de distribución. Este tipo de sistemas es propio de las centrales térmicas para la producción de electricidad, sistemas de producción de energía basados en procesos de combustión de recursos fósiles, ya que suelen estar localizadas en zonas alejadas a los núcleos de mayor consumo, lo que origina que la electricidad deba ser transportada largas distancias a través de líneas eléctricas de alta tensión. La producción de energía centralizada sigue siendo la forma más importante de generación de electricidad y representa aproximadamente el 70 % del conjunto de la producción de electricidad mundial (IEA, 2020b), esta forma de producción de energía se fundamenta principalmente en la utilización de combustibles fósiles. La *generación de energía distribuida* se produce en pequeñas unidades de generación ubicadas cerca de los consumidores finales. Estas unidades pueden ser alimentadas por combustibles fósiles, como los grupos electrógenos diésel, o por fuentes renovables, como la energía solar y la eólica de pequeña escala. La generación distribuida ha ido ganando relevancia paulatinamente debido a la disminución de los costes de las tecnologías renovables y la posibilidad de que los consumidores finales generen su propia energía conforme a los estudios del “*International Renewable Energy Agency*” [Agencia Internacional de la Energía Renovable] (IRENA, 2022). La Tabla 5 muestra los principales resultados de caracterización del modelo de generación de energía distribuida en relación con la



producción de energía de recursos renovables en las regiones mineras del área de estudio, (Figura 10).

**Tabla 5.** Distribución de los recursos renovables en instalaciones de producción industrial de energía en las comunidades autónomas de las cuencas mineras

Region referida a cuenca minera	Potencia instalada por tecnología (kW)					
	Recurso	2018	2019	2020	2021	2022
Aragón	Biogas	13.416	13.416	13.416	15.416	15.416
	Biomasa	23.519	23.519	23.519	23.519	23.519
	Eólica	1.961.615	2.998.751	3.764.725	4.382.995	4.900.465
	Hidráulica	1.564.928	1.564.950	1.564.950	1.564.976	1.564.976
	Mixtas	314	314	314	314	314
	Solar fotovoltaica	173.141	940.060	1.018.199	1.430.658	1.683.653
	Solar termoeléctrica	0	0	0	0	0
	Residuos	49.900	49.900	49.900	49.900	49.900
	<b>Total</b>	<b>3.788.850</b>	<b>5.592.929</b>	<b>6.437.043</b>	<b>7.469.798</b>	<b>8.240.265</b>
Asturias, Principado de	Biogas	13.438	13.438	13.438	13.438	13.558
	Biomasa	77.977	77.977	77.977	77.977	77.977
	Eólica	518.480	518.480	519.480	648.127	698.127
	Hidráulica	807.461	807.461	807.461	807.461	807.461
	Mixtas	33	33	33	33	33
	Solar fotovoltaica	1.032	1.308	1.853	5.259	24.767
	Solar termoeléctrica	0	0	0	0	0
	Residuos	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>1.418.423</b>	<b>1.418.698</b>	<b>1.420.243</b>	<b>1.552.296</b>	<b>1.621.924</b>
Castilla-León	Biogas	8.156	8.156	8.156	8.156	8.156
	Biomasa	37.441	37.441	86.941	86.941	86.941
	Eólica	5.591.712	6.053.047	6.195.877	6.316.844	6.471.338
	Hidráulica	4.443.670	4.443.670	4.443.670	4.443.670	4.443.670
	Mixtas	432	430	429	429	429
	Solar fotovoltaica	496.414	799.696	813.645	937.370	1.347.698
	Solar termoeléctrica	0	0	0	0	0
	Residuos	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>10.577.826</b>	<b>11.342.439</b>	<b>11.548.718</b>	<b>11.793.410</b>	<b>12.358.232</b>
Castilla-La Mancha	Biogas	10.920	11.983	11.983	12.983	12.983
	Biomasa	49.220	49.220	99.220	99.220	99.220
	Eólica	3.809.599	3.812.599	3.863.599	3.930.799	4.478.499
	Hidráulica	1.083.734	1.083.734	1.086.534	1.090.934	1.090.934
	Mixtas	65	65	65	65	65
	Solar fotovoltaica	926.989	1.727.338	1.935.925	2.347.898	3.777.862
	Solar termoeléctrica	349.400	349.400	349.400	349.400	349.400
	Residuos	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>6.229.927</b>	<b>7.034.340</b>	<b>7.346.727</b>	<b>7.831.299</b>	<b>9.808.963</b>
<b>España</b>	<b>Total</b>	<b>53.089.091</b>	<b>59.377.644</b>	<b>62.089.851</b>	<b>66.800.228</b>	<b>75.360.358</b>

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2022a).

En general, *el modelo de generación centralizada* se ha utilizado tradicionalmente en la mayoría de los países como **modelo de gestión** para producir electricidad y su implementación ha requerido grandes inversiones en infraestructura de generación y transmisión de energía eléctrica. Por otra parte, *el modelo de generación distribuida*, es especialmente adecuada para zonas remotas y rurales.

El **análisis de la gestión de la producción primaria de energía térmica** permite delimitar la potencialidad de la conversión energética de los recursos. En este contexto los *sistemas centralizados* de calefacción urbana, también conocidos como “*red de calor*”, en inglés “*District Heating*” (DH), son una forma efectiva de proporcionar calefacción y agua caliente por medio de tuberías a múltiples edificios desde sistemas de producción de energía primaria. A pesar de que se trata de una tecnología centenaria, las redes de distribución de calor emergen como un actor crítico en los desafíos actuales relacionados con la *gestión de la producción de energía en España*. En los primeros esquemas de red de calor, se utilizaba vapor de agua en dos subsistemas de bucle cerrado de tuberías. Esto permitía que el condensado de retorno pudiera ser reutilizado o emparejado con una demanda de calor de menor grado.

Los actuales sistemas de “*red de calor y frío*”, en inglés “*District Heating and Cooling*” (DHC), también conocidos como “red de calefacción y refrigeración”, proporcionan calor o frío a varios edificios e infraestructuras por medio de tuberías. Estos sistemas se basan en el concepto de producir calor o frío en una ubicación centralizada y luego distribuirlo a través de una red de tuberías a múltiples edificios. En este modelo de DH, una central térmica produce calor de manera directa y lo transporta en un fluido caloportador a través de tuberías a los consumidores conectados a la red. Los edificios no necesitan tener su propia fuente de calor, lo que reduce los costes de instalación y mantenimiento, y mejora la eficiencia energética (Lake et al., 2017; Vandermeulen et al., 2018). Adicionalmente, estos sistemas pueden integrarse con los sistemas de producción de electricidad por medio de sistemas integrados de producción de energía, basados en el concepto de cogeneración y sus desarrollos tecnológicos derivados (Sartor & Dewallef, 2018). Una ventaja clave de los sistemas centralizados para la producción de energía es que permiten la generación desde una única ubicación perfectamente localizada, lo que aumenta la *eficiencia de la gestión energética y reduce las emisiones contaminantes*, pues se facilita una mejor gestión de su producción y mantenimiento. Asimismo, estos sistemas permiten la integración de FER superando ciertas las limitaciones propias de los recursos renovables como son la necesidad de almacenamiento o su intermitencia. En la actualidad, el fluido caloportador (i.e., agua) es más fácil de manejar gracias a las mejoras significativas en las bombas hidráulicas, lo que permite su transporte a distancias mucho más largas que en los primeros sistemas. Asimismo, la mejora en las tuberías y el aislamiento ha contribuido a que la eficiencia general del sistema mejore drásticamente, lo que ha animado a muchas ciudades europeas a adoptar sistemas de calefacción urbana o de suministro térmico a industrias para el consumo de energía térmica (i.e., calor y frío), (Millar et al., 2019). La integración conjunta de estos avances ha empujado la frontera del conocimiento del desarrollo de sistemas energéticos al enfrentar los desafíos planteados en los sistemas sustentados en FER por su disponibilidad intermitente y producción cíclica. En el caso de la generación térmica, se ha demostrado la viabilidad del análisis de la gestión de la producción con energías renovables desde sistemas de referencia de producción de energía térmica primaria (Las-Heras-Casas et al., 2018).

Particularmente, el análisis de la distribución de los recursos en un territorio muestra el potencial de gestión de la producción de energía, como es el caso de las FER estudiadas, la energía solar y la biomasa. Este marco de desarrollo puede dar lugar a herramientas metodológicas de utilidad para modelos de gestión energética sostenible (Benedek et al., 2018). Esto supone un reto para estudiar la viabilidad de las energías renovables al analizar factores relacionados con su aprovechamiento energético (Ma et al, 2020).

*La producción de energía térmica permite la integración y la evolución de los sistemas centralizados de producción de energía hacia la concepción de sistemas avanzados de gestión integral de la producción mediante la utilización de combustibles y fluidos caloportadores en sistemas de producción de energía primaria. Por todo ello, la tecnología de conversión térmica abre las posibilidades de desarrollar una metodología de referencia para la gestión de la integración de los recursos estudiados para facilitar el escalado de la producción energética, desde los sistemas y modelos de producción de energía definidos para combustibles fósiles, en una gestión integrada e integral de los recursos de energía con la tecnología actualmente disponible.*

### **1.5.3.3. Transición energética y sostenibilidad para la gestión energética en los territorios de las cuencas mineras**

El Informe Brundtland, también conocido como "*Nuestro Futuro Común*", fue publicado en 1987 por la ONU. El informe es considerado un hito en la historia del desarrollo sostenible, ya que popularizó este término y lo definió como "*satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades*". El "*Informe Brundtland*" del "*World Commission on Environment and Development*" [Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo] (WCED, 1987) destacó la interdependencia entre la sociedad, la economía y el medio ambiente para lograr un *desarrollo sostenible*.

En el actual contexto de la gestión energética, **la implementación de la economía circular** puede reducir el consumo de recursos naturales, disminuir la dependencia de fuentes de materias primas finitas. Por otro lado, también tiene implicaciones para la energía en la reducción de la contaminación ambiental y conservación del medio ambiente. En este ámbito, se pretende promocionar la eficiencia energética, la utilización de fuentes renovables y la utilización de tecnologías de captura de carbono. Además, la economía circular puede fomentar el aprovechamiento de la energía generada a partir de residuos y la construcción de sistemas de gestión de residuos más eficientes. Todo ello, contribuye a la reducción de emisiones de GEI, así como a una mayor independencia económica y la creación de empleo.

La **transición energética** es crucial para abordar los desafíos ambientales y sociales existentes en el mundo. La **economía circular** abre las puertas a un nuevo ciclo de gestión sostenible basado en un modelo de producción, consumo y reutilización, en contraposición al modelo lineal de "tomar, hacer, usar y desechar" (Heshmati, 2017). En cuanto a las materias primas, la economía circular implica el diseño de productos y servicios que sean reutilizables, reparables y reciclables. Esto requiere de la integración de materiales reciclados en la industria, con la creación de cadenas de suministro circulares, en las que los residuos de una empresa sean utilizados como materia prima por otra. Además, es necesario fomentar la extracción responsable de materias primas y prácticas sostenibles en los procesos productivos y gestión de la energía.

*La importancia de las materias primas minerales y recursos mineros, tanto con fines energéticos como sin tales fines, en la competencia tecnológica y geopolítica ha aumentado debido a la transición hacia la economía circular, donde estos recursos son necesarios en los procesos tecnológicos industriales y sistemas de producción de energía.*

Sin embargo, muchas materias primas críticas son escasas o difíciles de extraer debido a su ubicación en zonas inestables o son propiedad de un solo país. Además, de las materias que la UE califica como “*críticas*”, proceden principalmente de China, incluyendo el bismuto, magnesio y las “*tierras raras*” según estudios del “*International Resource Panel*” [Panel de Recursos Internacional] (IRP, 2019).

En el *contexto de la gestión en territorios de cuencas mineras*, Awuah-Offei (2018) indica la importancia del uso de la energía y la dificultad de definir parámetros de evaluación para la definición de modelos de gestión sostenible e integración del aprovechamiento de la energía pues son dependientes del entorno donde se desarrollan. En este sentido, Wang et al. (2018) apunta la necesidad de realizar un análisis de la gestión de la energía en entornos mineros y regiones, en su conjunto, mediante el uso de parámetros específicos referidos a la contribución energética de los recursos. Por todo ello, Levesque et al. (2014) apunta a la necesidad de desarrollar una gestión energética con mejores prácticas, donde el uso de la energía se incorpore desde un primer momento en virtud de las características locales o regionales de los recursos disponibles. *Este contexto, genera un campo de estudio para la integración sostenibles de la gestión de recursos energéticos autóctonos, alternativos a los geológicos, i.e., combustibles fósiles, para la obtención y transformación de recursos endógenos en entornos mineros de Europa.*

*El declive de la industria minera de carbón en España en las cuencas mineras es fundamental para el sector energético*, pues representa un hecho que impacta en la gestión de los sistemas de producción de energía como consumidores de fuentes de energía endógenas. El papel del carbón ha ido evolucionando a nivel económico, tecnológico y social, lo que ha llevado a una transformación energética necesaria debido al cambio climático. En este sentido, se requiere focalizar la atención en la transición energética como una nueva oportunidad de desarrollo que resulte sostenible y viable. La mayoría de los obstáculos que se presentan corresponde a las etapas tempranas de planificación y propuesta de desarrollo para la aplicación de sistemas alternativos y sostenibles de producción de energía, estas barreras son de naturaleza *técnica, económica, administrativa y social*.

Durante el proceso de construcción, especialmente a la hora de la implementación de sistemas de energía, pueden surgir *barreras técnicas* que requieran una mayor exhaustividad en la planificación del proyecto (Akhtari et al., 2014). Además, la recuperación de la inversión inicial de tales proyectos en ocasiones conlleva la estimación de un largo periodo tiempo para los fondos de capital privado, por lo que se requiere de la ayuda pública o la participación de organismos gubernamentales para financiar los costes de inversión y mantenimiento hasta que se recupere el coste inicial. *Las barreras económicas* pueden surgir debido al tamaño y alcance del proyecto propuesto, los cuales involucran, en su mayoría, la realización de proyectos de infraestructura que afectan a las redes de distribución existentes. Estos proyectos varían significativamente en función de la escala y objetivo del proyecto, lo que puede ser especialmente desafiante en áreas perfectamente conformadas, como es el caso de los entornos mineros. *Las barreras administrativas*, correspondientes a las políticas energéticas, están destinadas a beneficiar a la comunidad en lugar de buscar meras ganancias financieras para las empresas privadas (Lucia, 2016). En numerosas administraciones públicas, los ayuntamientos ostentan un mayor control administrativo y una mayor influencia financiera (Mazhar et al., 2018). Esta estrategia fomenta la contratación de mano de obra local y promueve un mayor nivel

de experiencia técnica también a nivel regional. Para superar las *barreras sociales*, resulta esencial generalizar el uso de estos sistemas productivos en diversos ámbitos. Los técnicos encargados de la gestión energética deben esforzarse por lograr una mayor comprensión pública de estos sistemas y tecnologías disponibles. Asimismo, las barreras sociales generalmente surgen por la falta de familiaridad con el funcionamiento y operación de estos sistemas de producción de energía más actuales, que a menudo complica la decisión de reemplazar un sistema convencional o tradicional operativo ya existente y conocido. Aunque el modelado paramétrico y la optimización de los sistemas individuales representan desafíos futuros, se puede alcanzar un progreso significativo a través del análisis de casos particulares a estudio (Prasanna et al., 2017).

*En este contexto, se hace necesario el desarrollo de trabajos sobre gestión energética sostenible sustentados en la conversión energética primaria de recursos autóctonos, como es el caso del uso de energías para su implementación territorial.* Por todo ello, se propone la dinamización de las cuencas de carbón aprovechando sus recursos autóctonos renovables como una estrategia de gestión energética. Las capacidades de investigación teórica, experiencia técnica y desarrollo tecnológico en la conversión energética del carbón resultan un elemento primordial para la caracterización de la conversión energética y el sistema de producción primaria de energía. Por todo ello, ***el contexto de la gestión energética*** muestra la importancia del aprovechamiento de los recursos de energía mediante sistemas de producción que aprovechen los recursos autóctonos dentro del área de estudio regional. Para ello, es necesario plantear una **metodología de análisis integral**, que incluyan recursos, tecnología y gestión energética, en el ámbito de la conversión primaria de energía con recursos autóctonos alternativos en cuencas mineras carboníferas o entornos mineros. En este sentido, un adecuado análisis de la gestión energética de los recursos debe contar con la influencia que tienen aspectos de naturaleza administrativa, económica, técnica y social.

## 2. OBJETIVOS

### 2.1. Objetivos

El trabajo tiene como *objetivo principal identificar, partiendo de la biomasa y la energía solar como recursos de energía, líneas de desarrollo para una gestión energética sostenible a implementar en las cuencas mineras carboníferas de España. Adicionalmente, contribuir al uso de energías renovables con la tecnología actualmente disponible tomando como partida el marco establecido de desarrollo sostenible y transición energética en Europa.*

*Como objetivos complementarios, se pretende lograr un mayor conocimiento actual sobre gestión energética sostenible y la definición de nuevas vías de investigación. Este trabajo se espera sea una herramienta para los responsables de políticas, investigadores y empresas. Para ello se definen los siguientes objetivos particulares referentes a la investigación realizada:*

- a) Evaluación y caracterización la biomasa y la energía solar como recursos energéticos principales dentro de los recursos renovables.*
- b) Utilización de la biomasa y la energía solar con la tecnología disponible para su integración en las regiones mineras.*
- c) Implementación de modelos para la gestión de dichos recursos en el área de estudio de las regiones mineras de carbón de España.*

Todo ello contribuye a materializar el análisis de las FER objeto de esta Tesis Doctoral desde los puntos de vista del recurso, la tecnología y la gestión de manera directa dentro de la línea de investigación “*Recursos, Tecnología y Gestión Energética*” definida en el Programa de Doctorado en Energía y Control de Procesos.

### 2.2. Estructura de la Tesis Doctoral

Partiendo del contexto bibliográfico del estado del arte existente, sobre recursos, tecnología y gestión energética, la investigación se ha centrado en el estudio de la biomasa y la energía solar como fuentes de energía primaria analizando los parámetros que tienen un mayor impacto técnico, económico y ambiental, desde el recurso, pasando por la tecnología a utilizar para la conversión energética, hasta finalmente la gestión de la energía producida en las cuencas mineras de España..

*Las indicaciones vigentes en el Programa de Doctorado para el desarrollo de Tesis Doctorales por “Compendio de Publicaciones” establecen que la memoria de tesis presentada habrá de contener, al menos, los siguientes puntos: “Introducción, Objetivos, Discusión de resultados, Conclusiones, Copia completa de los trabajos e Informe con el factor de impacto de las publicaciones presentadas” (Centro Internacional de Postgrado, 2024). Por todo ello, con el objetivo de plantear un documento estructurado se han desarrollado los siguientes capítulos:*

El “*Capítulo 1. Introducción*” muestra el planteamiento de la investigación, partiendo del contexto y estado del arte en materia de recursos, tecnología y gestión de la energía para identificar las brechas y retos en el conocimiento existentes para definir los objetivos para el área de estudio.

El “*Capítulo 2. Objetivos*” presenta los principales objetivos considerados en la investigación conforme a la línea de investigación “*Recursos, Tecnología y Gestión Energética*” del “*Programa de Doctorado*”.

El “*Capítulo 3. Metodología*” recoge el desarrollo de un método multifásico para definir un modelo multiparamétrico basado en el análisis de sistemas de producción de energía de referencia a partir de unos indicadores de desempeño energético, denominados factores de cobertura, que permitan caracterizar los recursos disponibles para la producción de energía en el área de estudio. Este capítulo pretende facilitar una correlación con la línea de investigación adoptando una nomenclatura directa para facilitar la identificación paramétrica presente en el “*Compendio de Publicaciones*” desarrolladas en el *Capítulo 8*. Sobre este particular, dentro del propio documento se han incluido un apartado relativo a la “*Nomenclatura*”.

El “*Capítulo 4. Resultados*” muestra bajo la perspectiva de la metodología desarrollada en el “*Capítulo 3*”, los principales resultados alcanzados, que además se incluyen en el “*Compendio de Publicaciones*” para mostrar un análisis estructurado de la investigación desarrollada.

El “*Capítulo 5. Discusión de los Resultados*” analiza comparativamente los principales resultados obtenidos y realiza una discusión conjunta de los mismos bajo la óptica de los objetivos planteados.

Finalmente, en el “*Capítulo 6. Conclusiones*” presenta las aportaciones finales de la investigación.

Adicionalmente, se incluyen cuatro Capítulos, “*Capítulo 7. Trabajos Futuros*” sobre el desarrollo de posibles líneas de investigación fundamentadas en los trabajos realizados, el “*Capítulo 8. Compendio de Publicaciones*” relativo a la recopilación de las copias y registros referenciales de las publicaciones de la Tesis Doctoral y el “*Capítulo 9. Informe de Factor de Impacto*”, donde se incluye un análisis bibliométrico del impacto de las publicaciones. Complementariamente, se incorpora el “*Capítulo 10. Referencias*” con recursos bibliográficos utilizados durante la contextualización y el desarrollo de la investigación.

## 3. METODOLOGÍA

### 3.1. Estructura metodológica: recurso, tecnología y gestión

El contexto planteado en el “*Capítulo 1. Introducción*” requiere el uso de alternativas metodológicas para la integración de sistemas energéticos en una gestión óptima de recursos energéticos autóctonos.

Estudios previos sobre conversión energética han indicado la importancia del análisis multiparamétrico como consecuencia del planteamiento de distintos escenarios o fases para la caracterización de metodologías de investigación (Campos-Guzmán et al. 2019; Balić et al., 2017; Kamari et al., 2020). En este sentido, varios investigadores han evaluado el potencial de los recursos de energía utilizando como referencia *Sistemas de Información Geográfica (SIG)*, en inglés, “*Geographical Information Systems*” (GIS), de ahora en adelante SIG, para la caracterización de la disponibilidad de recursos de energía renovable en diversas regiones del mundo (Omar et al., 2020; Van Holsbeeck & Srivastava, 2020). Sartor y Dewallef (2018) mostraron la importancia del análisis de las FER como recursos primarios con fines térmicos como proceso de partida. Wang et al. (2017) estudiaron la necesidad de un análisis integral de la producción de energía térmica en el desarrollo de sistemas de producción de energía. En este contexto, la biomasa aparece como alternativa directa renovable a los combustibles fósiles, por su adaptabilidad como recurso, capacidad de almacenamiento y conversión energética mediante combustión (Bergman et al, 2005). En este sentido, la energía solar posee capacidad de integración con otros recursos en la producción directa de calor (Lake et al, 2017). Por todo ello, la biomasa se puede evaluar metodológicamente como fuente de recursos primarios para la producción de energía térmica e integración en sistemas convencionales de producción de energía, i.e., calor (Paredes-Sánchez et al., 2016; Saidur et al., 2011). Además, el ciclo natural de la biomasa se fundamenta en la energía solar, lo que facilita su análisis combinado. En este sentido, la biomasa es una forma de almacenamiento químico de la energía solar (Rosillo-Calle, et al., 2012).

La *metodología utilizada* para analizar la integración de la biomasa y la energía solar, i.e. energía primaria híbrida, evalúa índices de desempeño como fracciones de la potencial energía térmica suministrada por FER en sistemas de referencia para la caracterización de la producción de energía térmica primaria. *El modelo propone Indicadores de Desempeño Energético (IDEn), que son parámetros que caracterizan el proceso metodológico desarrollado en base a la conversión y gestión de los recursos estudiados.* La presente metodología pretende afrontar los retos de la transición energética en entornos que requieren la búsqueda de alternativas a los sistemas energéticos existentes en las cuencas mineras de España. La Figura 30 muestra las diferentes etapas y fases de la metodología planteada.



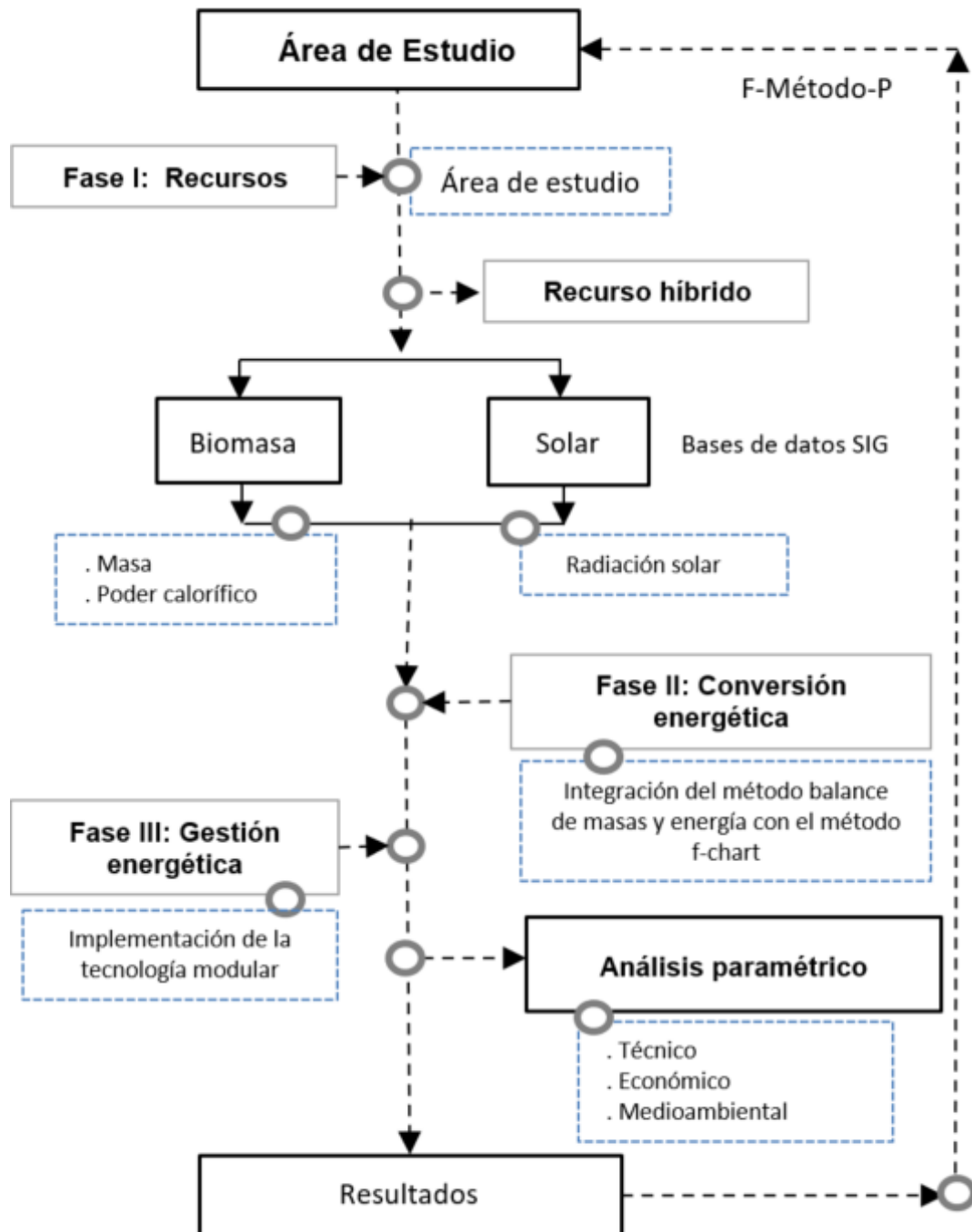


Figura 30. Esquema metodológico.

La **Fase I** permite evaluar las FER objeto de estudio, i.e., biomasa y solar, para ello se utilizan como punto de partida herramientas SIG, dichas herramientas presentan una interfaz gráfica para poder parametrizar y caracterizar los recursos partiendo de bases de datos sobre los recursos existentes en el área de estudio. La herramienta Bioraise GIS, del “*Centro de Investigación en Energía, Medio Ambiente y Tecnología (CIEMAT)*”, proporciona datos sobre la biomasa forestal (Bioraise GIS, 2020). Complementariamente, PVGIS es una herramienta que permite evaluar el recurso solar en base a la radiación

solar existente (PVGIS, 2022), lo que permite evaluar el potencial del recurso solar comparativamente con bases de datos disponibles para el área de estudio (Aguilera & Paredes, 2021; Censolar, 2021). Una vez evaluado el recurso, la **Fase II**, permite la parametrización de su potencial conversión en un sistema de referencia mediante el uso de indicadores de desempeño energético, para ello se desarrolla un nuevo método denominado “*F-Chart-P*” relativo a la conversión termo-energética. Análogamente se analiza la potencial conversión termo-química de la biomasa en biocombustibles, i.e., “*biocarbón*”. Finalmente, la **Fase III** evalúa la potencial implementación del sistema de referencia para la producción primaria de energía en el análisis de la potencial gestión de la energía producida para el área de estudio. Adicionalmente, se considera la gestión de producción de biocombustibles para poder facilitar su aprovechamiento dentro de sistemas o procesos preexistentes basados en carbón.

La integración del ciclo natural de la biomasa con la energía solar de **la Fase II** revela sinergias que facilitan su análisis combinado para el empleo de recursos híbridos (i.e., recurso solar y biomasa) sin el desarrollo de tecnologías específicas de almacenamiento. Todo ello, da lugar a una metodología multifase denominada “*F-Método-P*”, o bien en forma de notación como “*f-método-p*”, para el análisis multiparamétrico de los recursos estudiados como fuente de energía.

*Finalmente, dada la naturaleza estructural del trabajo y su correlación en fases de investigación sobre recursos, tecnología y gestión energética, se expone la metodología adoptando una nomenclatura de identificación paramétrica conforme al apartado denominado “Nomenclatura” en relación directa con el “Capítulo 8. Compendio de Publicaciones”, para una adecuada integración estructural de la “Metodología”. Por todo ello, dadas las particularidades de la metodología desarrollada, se plantea un modelo de secuenciación basado en esquemas de integración de fases (Ayala, 2019; Aydin et al., 2013; Uris, 2017).*

## **3.2. El Método multifase factorial**

### **3.2.1. Fase I: Recursos**

La **Fase I** permite la caracterización tanto el recurso de biomasa como solar como FER en el área de estudio. La identificación geográfica del potencial de los recursos de energía que están asociados con una zona de estudio se ve favorecida por el uso de herramientas SIG para caracterizar la disponibilidad de los recursos (Avtar et al., 2019; Omar et al., 2020; Van Holsbeeck & Srivastava., 2020).

Las herramientas SIG proporcionan una amplia gama de capacidades de análisis multiparamétrico de la disponibilidad de recursos energéticos renovables para su desarrollo en un territorio (Cevallos-Sierra & Ramos-Martin, 2018; Díaz-Cuevas et al., 2019; Waewsak et al., 2020). La Figura 31 muestra un resumen del esquema a desarrollar en la **Fase I**.

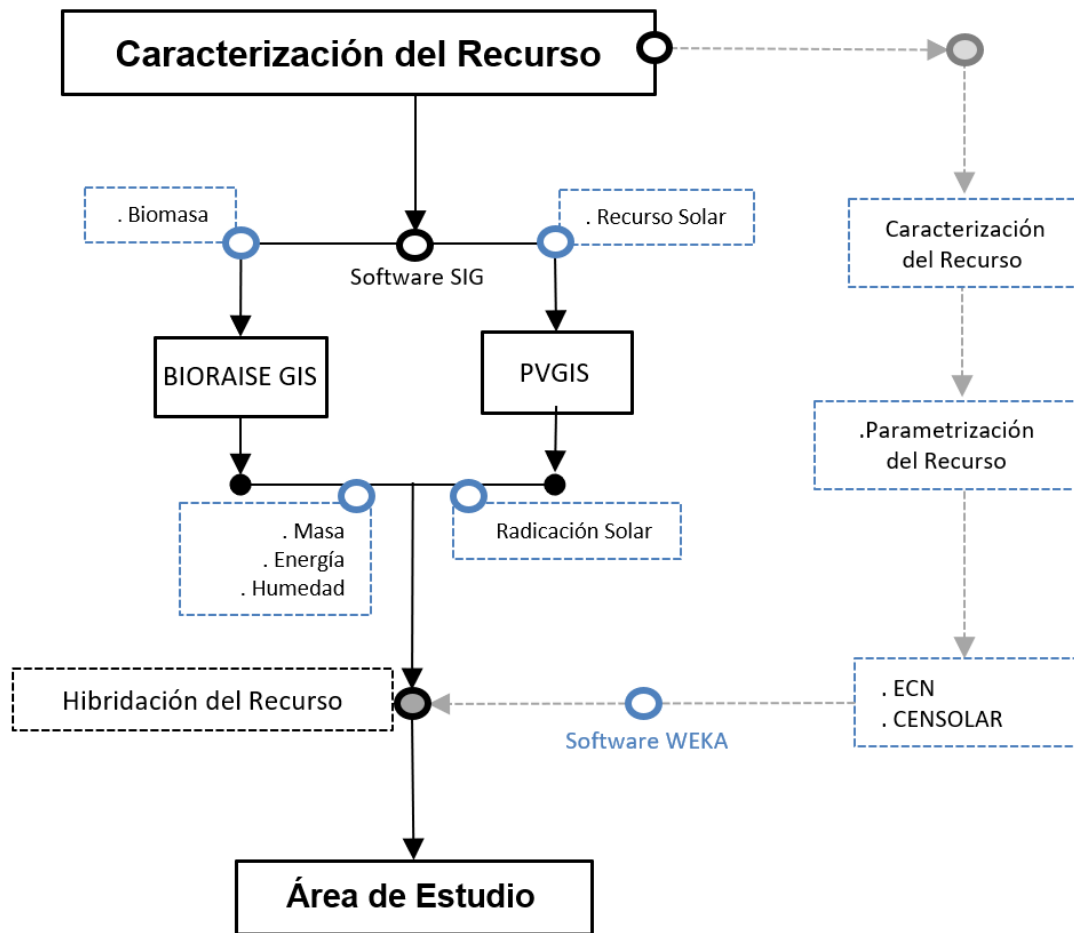


Figura 31. Subesquema metodológico de la Fase I: Recursos.

### 3.2.1.1. Recurso de biomasa

La biomasa forestal, es considerada por su disponibilidad geográfica y capacidad de conversión energética, como el principal recurso energético de biomasa para el desarrollo de la bioenergía en España (Paredes-Sánchez et al., 2019a; Rosillo-Calle et al., 2012).

#### Materia

La biomasa forestal se ha demostrado como el principal recurso de biomasa para la obtención de energía térmica en cuencas mineras debido a su capacidad de integración como alternativa directa al carbón (Paredes, 2010). La biomasa forestal existe en una determinada cantidad debido al crecimiento natural con el tiempo de las masas forestales de un territorio. La Figura 32 muestra la distribución de la biomasa forestal en España.



**Figura 32.** Mapa distribución biomasa forestal en España

Adaptado de Bioraise GIS (2020).

Para la evaluación del potencial de la biomasa forestal como recurso, se parte de la base de datos de la herramienta Bioraise GIS para España, que permite parametrizar la biomasa forestal como recurso energética en un área geográfica para la implementación de sistemas de producción de bioenergía. La caracterización de los recursos potenciales a recolectar se desarrolla en el entorno geográfico de la provincia correspondiente a cada cuenca minera de España (Paredes-Sánchez et al., 2015; Bioraise GIS, 2020), en las denominadas como zonas de estudio (ZE), (Figura 10).

El *área de recolección* de la biomasa es la superficie del terreno, dentro de cada provincia, zona de estudio (ZE), que pertenece al área de estudio. El *nodo de recolección* se define como el centro geométrico del área de recolección, que puede ser circular o poligonal, dependiendo del tipo de modelo de evaluación considerado. La biomasa forestal se evalúa en materia seca (t seca/año). El área de recolección es en relación con cada nodo, poligonal o circular, según la escala del análisis sea local, e.g., para una determinada infraestructura, o provincial, e.g., para la integración de recursos y gestión energética en cada zona de estudio (ZE) (Bioraise GIS, 2020). El hecho de considerar la recolección de biomasa en cada provincia para cada ZE, se debe a que la bibliografía muestra que se pueden estimar radios de recolección de biomasa de 50 km desde cada nodo (Bioraise GIS, 2020; Lourinho & Brito, 2015).

La “*Masa total de recurso potencial (M)*” es la cantidad de biomasa forestal teórica existente en el área de recolección como recurso renovable, es el resultado de la suma de las masas potenciales de los residuos forestales, es decir, ramas y hojas, existentes por tipo de especie (i.e., coníferas - e.g., pino -, frondosas - e.g. castaño - y mezclas, i.e. combinación de zonas de existencia de coníferas y frondosas), Ecuación 1:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i \quad (1)$$

donde:

M = masa total de recurso potencial (t seca/año).

M<sub>i</sub> = masa de recurso potencial existente procedente de coníferas, frondosas y mezclas (t seca/año).

La “*Masa total de recurso disponible (m)*” es la fracción de la masa total de recurso potencial (M) susceptible de recolección para su aprovechamiento como recurso energético. De los recursos potenciales, se consideran recursos disponibles a los residuos obtenidos de las potenciales operaciones de limpieza, raleo y clareo, i.e. operaciones de mantenimiento y gestión forestal, que incluyen hojas y ramas utilizables como biocombustible. En este sentido, la herramienta Bioraise GIS (2020) tiene en cuenta las limitaciones ambientales, geográficas y tecno-económicas relativas a la recolección y suministro de biomasa para definir los recursos disponibles. Para ello, la herramienta asigna un valor de productividad promedio en el área de recolección, basado en modelos de rendimiento de los diferentes tipos de especies forestales presentes en sus bases de datos. De esta forma, es posible conseguir una gestión centralizada de la mayor cantidad de recursos disponibles en un determinado entorno (Esteban & Carrasco, 2011; Paredes-Sánchez et al., 2013).

Los recursos de biomasa disponibles incluyen coníferas, frondosas y mezclas, i.e., combinación de coníferas y frondosas. La biomasa disponible se evalúa en el entorno del nodo seleccionado conforme al área de recolección para cada zona de estudio (ZE), Ecuación 2:

$$m = \sum_{i=1}^n m_i \quad (2)$$

donde:

m = masa total de recurso disponible (t seca/año).

m<sub>i</sub> = masa de recurso disponible de coníferas, frondosas y mezclas (t seca/año).

La caracterización de la composición química de la materia que forma la biomasa forestal es uno de los principales retos para su posterior conversión en energía, pues su naturaleza condiciona la disponibilidad potencial de energía.

Habitualmente, los tres elementos para la caracterización de la biomasa como biocombustible sólido son el análisis elemental, análisis inmediato y análisis del poder calorífico mediante ensayos normalizados, (Tabla 2). El “*Energy Research Center of the Netherlands*” [Centro de Investigación de Energía de los Países Bajos] (ECN, 2022) muestra en sus trabajos la importancia que tiene la composición en el poder calorífico de la biomasa.

El *análisis elemental* mide mediante ensayo normalizado la composición en elementos químicos tales como: C, H, N, S y O, sobre la base del contenido de cenizas y humedad, factores directamente relacionados con aspectos medioambientales como la generación de gases de efecto invernadero o contaminación atmosférica.

El *análisis inmediato*, proporciona el porcentaje del material que se quema en estado gaseoso (i.e., materia volátil), en estado sólido (i.e., carbono fijo) y el porcentaje material de residuo inorgánico (i.e., cenizas). Este tipo de análisis estandarizado resulta de particular interés, pues es una forma de determinar la distribución de productos resultantes cuando las muestras se calientan en condiciones específicas, lo que permite analizar su potencial comportamiento en procesos termo-energéticos y termo-químicos (Suárez-Ruiz & Crelling, 2008).

Tanto los recursos disponibles en forma de coníferas (e.g., abeto o pino) como los de frondosas (e.g., castaño, eucalipto o roble) desempeñan un papel importante como recursos forestales y tienen aplicaciones tanto en la industria maderera como en la producción de bioenergía, (Figura 33).



(a)



(b)



(c)

**Figura 33.** Muestras de residuo de biomasa: (a) conífero, (b) frondosa y (c) mezclas.

La *evaluación del poder calorífico* se realiza mediante ensayo con bomba calorimétrica, llevando a cabo la combustión de una muestra de biomasa en atmósfera de oxígeno, lo que permite estimar la cantidad de energía por unidad de masa derivada de su combustión (Rosillo-Calle et al., 2012). Los parámetros relativos a la composición y poder calorífico, referentes a la naturaleza de la composición físico-química de la biomasa forestal están disponibles como referencia en la base de datos europea, denominada, “*Phyllis*” del ECN, para la caracterización tanto la composición de la biomasa, referido a análisis elemental o inmediato, como el poder calorífico conforme a su naturaleza (ECN, 2022).

## **Energía**

El poder calorífico permite evaluar la cantidad de energía, bioenergía, en forma de calor liberada de la masa de una sustancia combustible. Desde un punto de vista paramétrico, es la principal variable para estimar la energía que proporciona una masa de

combustible. Como ya se comentó anteriormente en la sección relativa a contexto, el poder calorífico de la biomasa se puede definir mediante el *Poder Calorífico Superior (PCS)* y el *Poder Calorífico Inferior (PCI)*, el PCS es la cantidad total de energía liberada por un combustible por unidad de masa. Complementariamente, el PCI se obtiene por diferencia con respecto al PCS, al restar del PCS la cantidad de energía derivada de la evaporación del agua (Saidur et al., 2011). El poder calorífico de la biomasa forestal depende de su composición química.

La “Energía disponible (E)” es la energía por obtener de la potencial conversión energética del recurso total disponible. La Ecuación 3 utiliza el PCI para evaluar el potencial energético del recurso disponible, i.e., bioenergía, se suele evaluar en “megajulios por kilogramo” (MJ/kg) (Bioraise GIS, 2020; Paredes-Sánchez et al., 2016):

$$E = \sum_{i=1}^n (m_i \cdot PCI_i) \quad (3)$$

donde:

E = energía disponible del recurso de biomasa (GJ/año).

$m_i$  = masa del recurso disponible de coníferas, frondosas y mezclas (t seca/año t seca/año).

$PCI_i$  = poder calorífico inferior de coníferas, frondosas y mezclas (GJ/t seca).

La literatura existente muestra la existencia de ecuaciones y modelos que permiten calcular el PCS a partir del análisis de la composición de la biomasa (Saidur et al., 2011). A modo de ejemplo el “*Energy Research Centre of the Netherlands*” (ECN, 2022) caracteriza el PCS a partir de la composición elemental utilizando la “*Fórmula de Milne*” para especies de biomasa forestal europea, Ecuación 4.

$$PCS = 0,341 \cdot C + 1,322 \cdot H - 0,12 \cdot O - 0,12 \cdot N + 0,0686 \cdot S - 0,0153 \cdot C_{en} \quad (4)$$

donde:

PCS = Poder Calorífico Superior (MJ/kg).

C, H, O, N y S, y  $C_{en}$  = fracciones en masa procedentes del análisis elemental de la biomasa y la fracción de ceniza en materia seca en porcentaje en peso (%).



En este proceso de evaluación del poder calorífico, primeramente, se desarrolla una caracterización de la composición de la biomasa forestal procedente de las bases de datos disponibles (ECN, 2022; García et al., 2014b; Paredes, 2010). Las Tablas 6 y 7, muestran los modelos de caracterización composicional de la biomasa forestal conforme al tipo de análisis, elemental e inmediato para el área de estudio.

**Tabla 6.** Modelo de rangos de referencia composición de biomasa forestal como recurso basado en el análisis elemental.

<b>Composición (%)</b>	<b>Coníferas</b>	<b>Fronosas</b>
Carbono	50-54	47-51
Hidrógeno	6-7	5-6
Nitrógeno	0,07-0,40	0,05-0,15
Oxígeno	41-43	42-46
Azufre	< 0,1	< 0,1

Fuente: “Energy Research Center of the Netherlands” [ECN] (2022).

**Tabla 7.** Modelo de rangos de referencia composición de biomasa forestal como recurso basado en el análisis inmediato.

<b>Composición (%)</b>	<b>Coníferas</b>	<b>Fronosas</b>
Materia volátil	70-80	80-90
Carbono fijo	30-50	30-60
Ceniza	0,5-1,5	1,5-4,0
Humedad	15-20	10-20

Fuente: “Energy Research Center of the Netherlands” [ECN] (2022).

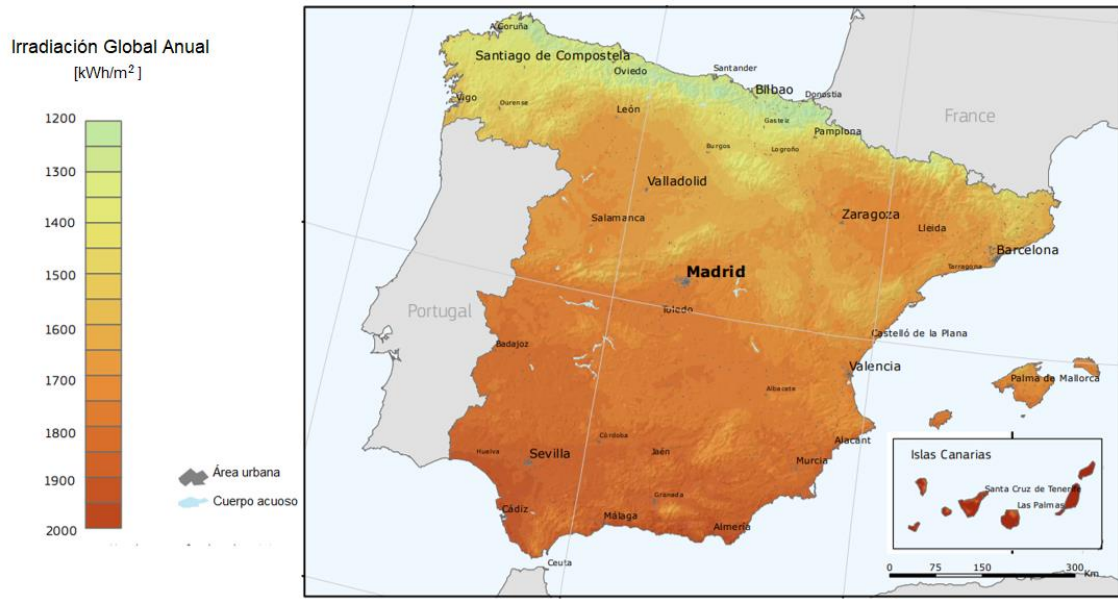
Para las Tablas 6 y 7, el PCS puede variar aproximadamente de 18 a 22 MJ/kg. dependiendo de su naturaleza (ECN, 2022). No obstante, el PCI de la biomasa forestal se puede estimar en un valor de en torno a 17 MJ/kg (Bioraise GIS, 2020).

El uso de herramientas complementarias como las “*herramientas de aprendizaje automático*”, también conocidas en inglés como “*machine learning*”, permiten la validación del parámetro de poder calorífico de la biomasa en virtud de su composición química para la evaluación potencial de la energía disponible en dicho recurso (García Nieto et al., 2019). Los modelos de aprendizaje automático, disponibles en herramientas de código abierto como WEKA, permiten dicha tarea (Hall et al., 2009; Witten et al., 2016). El software WEKA presenta una relación de herramientas para la caracterización predictiva y modelado multiparamétrico dentro de una interfaz gráfica de acceso a sus funcionalidades (WEKA, 2020). Las funcionalidades disponibles son en forma de modelos de caracterización, como las máquinas de vectores de soporte (del inglés “*Support Vector Machines*”, SVM) y perceptrón multicapa (del inglés “*Multilayer Perceptron*”, MLP), que logran, a partir de valores conocidos procedentes de bases de datos, definir la importancia y naturaleza de las variables involucradas y estimar un determinado parámetro objetivo (Frank et al., 2016; Han & Kamber, 2011).

En este marco metodológico, se establece un modelo para estimar y validar el poder calorífico de la biomasa forestal a partir de las variables involucradas en el análisis inmediato, (e.g., el contenido en humedad, la materia volátil, las cenizas y el carbono fijo) (García et al., 2014b). La base de datos sobre análisis inmediato y poder calorífico superior, para obtener el modelo de caracterización mediante WEKA (2020), toma como referencia la base de datos de biomasa forestal denominada “Phyllis” (ECN, 2022), Tablas 6 y 7. Complementariamente, se puede calcular el PCI a partir del PCS mediante las fracciones de hidrógeno y humedad de la biomasa, donde la fracción de humedad puede situarse en la biomasa en valores superiores al 20 % (Castells, 2005).

### **3.2.1.2. Recurso solar**

El recurso solar se evalúa considerando como partida los datos referentes a las condiciones de radiación solar proporcionados por la herramienta PVGIS para cada nodo relativo a cada zona de estudio (ZE), dichos valores se validan comparativamente para el conjunto de la ZE conforme a las bases de datos de España de Consolar (2021) e IDAE (2009a), (Figura 34).



**Figura 34.** Mapa distribución de la irradiación global anual en España.

Adaptado de PVGIS (2022).

La radiación solar sobre superficie horizontal, como ya se comentó en la sección de contexto, se define como la energía solar global recibida sobre la superficie de la Tierra, i.e., en relación con la superficie de su campo de gravedad, y, por tanto, el ángulo de incidencia de la radiación directa del Sol va cambiando en esta superficie a lo largo del día y mes, el potencial energético como disponibilidad de recurso se evalúa en términos de irradiación o irradiancia solar. La Ecuación 5 permite caracterizar el recurso solar mediante la correlación entre la energía recibida sobre una superficie inclinada y su equivalente sobre la superficie horizontal (Aguilera & Paredes, 2021; IDAE, 2009a):

$$H_T = H_H \cdot k \quad (5)$$

donde:

$H_H$  = energía solar incidente sobre superficie horizontal [ $\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ ].

$H_T$  = energía solar incidente sobre superficie inclinada [ $\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ ].

$K$  = factor de corrección de la radiación solar incidente.

El “*Factor de corrección k*”, es un parámetro adimensional para superficies inclinadas, que representa la relación entre la energía solar incidente sobre una superficie inclinada, referido el ángulo de inclinación que forma dicha superficie en relación con el plano horizontal, y la energía solar incidente sobre la superficie del plano horizontal. Por tanto, la posición de la superficie de captación es un parámetro de importancia dada su influencia geométrica en superficies de captación como captadores o colectores solares térmicos. Este ángulo de inclinación es optimizable conforme a la localización de la superficie y características del emplazamiento mediante los procesos de evaluación de la conversión de energía primaria del recurso solar definidos por el IDAE (2009a). Los valores de la energía solar a lo largo del año se recogen magnitudes promedio por día del mes (Censolar, 2021; Martínez, 2009).

### 3.2.2. Fase II: Tecnología de conversión energética

El potencial global de FER en España es mayor que la demanda interna total, incluidos los combustibles fósiles (MITECO, 2020a). A pesar de esta situación, como ya se comentó en la sección relativa a contexto, España posee como principal recurso autóctono el carbón de las cuencas mineras para la generación de energía (MITECO, 2021). Este contexto, sin embargo, está cambiando a medida que la explotación del carbón va decayendo paulatinamente en cumplimiento de las estrategias sostenibles de la UE. Los recursos de energía renovable pueden ser aprovechados para la producción de energía térmica, esto es particularmente interesante, ya que dependiendo de las condiciones de la conversión energética, la energía térmica es potencialmente susceptible de transformarse en electricidad.

En Este marco metodológico, Gretel (2016) mostró la importancia de del análisis de la conversión energética mediante *sistemas de referencia de conversión potencial de la energía*. Paredes (2010) analizó el aprovechamiento de la biomasa en entornos de cuenca mineras, observando que el aprovechamiento integral de dichos recursos está condicionado a la producción térmica directa mediante su combustión. Saint-Marc (2015) analizó la capacidad de producción de energía eléctrica con biomasa forestal en España, observando la no viabilidad de este tipo de aprovechamiento energético sin un adecuado régimen contributivo e infraestructura de suministro y conversión. Por todo ello, *la necesidad de caracterizar un suministro estable para la producción de energía térmica en las cuencas mineras, potencialmente integrable en las infraestructuras de conversión existentes*, hace necesario el desarrollo del análisis del aprovechamiento potencial de los recursos estudiados, i.e., biomasa forestal y recurso solar, en sistemas de producción primaria de energía para la creación de una cadena de conversión energética análoga a las existente en las cuencas mineras (Paredes-Sánchez, 2019a; Paredes-Sánchez, 2019b).

La necesidad de un suministro estable de energía en los sistemas de integración biomasa-solar se ve condicionada por la necesidad de un suministro adecuado de la biomasa, dada la limitación temporal de la disponibilidad del recurso solar a lo largo del día. En este sentido, la **Fase II** analiza la conversión energética en sistemas de producción

primaria de energía de referencia a modo de demostrador operacional. *La transformación primaria en calor de los recursos estudiados se muestra como una línea de desarrollo para la caracterización potencial de la conversión de energía.*

La **Fase II** evalúa la conversión potencial directa térmica, sustentada en sistemas modulares de producción primaria de energía para la caracterización de la potencial conversión térmica de los recursos estudiados conforme a su naturaleza. Con ello, se pretende favorecer el desarrollo estructurado de una cadena de conversión energética para lograr el escalado del suministro de energía hacia sistemas más complejos de producción.

Como se comentó en el contexto tecnológico, los sistemas de producción de energía están formados por un conjunto de equipos que permite transformar la energía para su utilización. Es habitual que los sistemas actuales incluyan como base tecnológica, como es el caso del uso conjunto de la energía solar y la biomasa, la producción primaria de energía térmica (Hansen & Mathiesen, 2018; Rämä & Mohammadi, 2017). La capacidad tecnológica de España, para generar energía como electricidad o calefacción, está a la vanguardia en el uso de las FER (Sánchez-Duran et al., 2019). Adicionalmente, los sistemas de producción de energía térmica en red, sustentados en FER, están surgiendo para enfrentar nuevos desafíos con un alto nivel de eficiencia y gestión energética de los territorios. El análisis, de las bases de datos disponibles en España (Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío [ADHAC], 2021; APPA, 2021) y su correlación con las bases de datos en Europa (EurObserv'ER, 2021; Euroheat, 2019; Eurostat, 2024), permiten caracterizar la tecnología base para los sistemas de producción primaria de energía térmica. Además, se pueden clasificar en sistemas centralizados y distribuidos. No obstante, esto requerirá un adecuado equilibrio entre la energía térmica consumida y producida por el sistema (Lake et al., 2017).

Los *sistemas modulares de producción de energía mediante hibridación* son versátiles y pueden combinar diferentes tipos de fuentes de energía, este tipo de configuraciones son muy habituales dentro de los sistemas de producción de energía como demostradores de operación (Nema et al., 2009). Por ejemplo, proporcionando energía térmica en procesos industriales durante la fluctuación o indisponibilidad de FER. En este contexto, los sistemas integrados en redes de calor se han presentado como demostradores de referencia para el análisis de la conversión energética de recursos híbridos (Olatomiwa et al., 2016). Por lo general, la combinación en sistemas de redes de calor, permiten a la energía solar alcanzar entre el 10 % y el 50 % del suministro total. Todo ello, hace necesario el asegurar la disponibilidad del suministro de biomasa, (**Fase I**). Sin almacenamiento de calor, la energía solar puede suministrar entre el 10 % y el 30 % de la demanda anual, dependiendo de la distribución anual de la radiación solar y de la demanda térmica de calor (Pauschinger, 2016). La Figura 35 muestra las etapas referidas a la conversión energética de la **Fase II**.

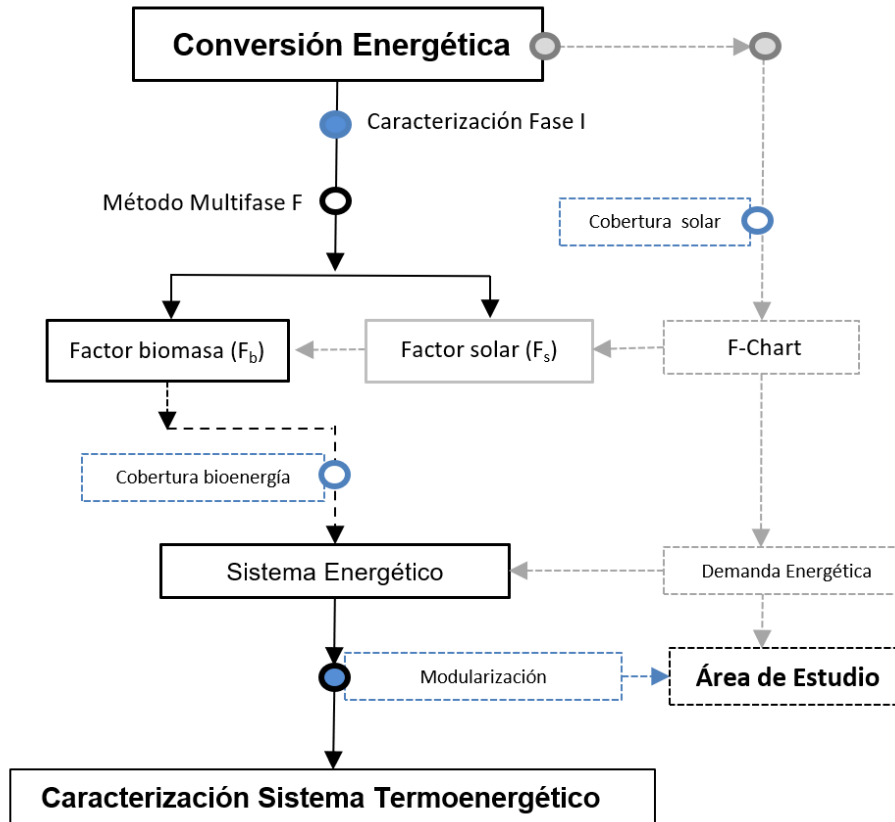


Figura 35. Subsquema metodológico de la Fase II: Tecnología de conversión energética.

### 3.2.2.1. Bioenergía

La bioenergía se puede obtener de manera directa mediante sistemas de conversión primaria de energía (Rosillo-Calle et al., 2012). *La energía a obtener de la biomasa se evalúa en base a su potencial conversión energética en calor mediante tecnología relacionada con procesos termo-energéticos o termo-químicos en sistemas de referencia.*

#### Conversión termo-energética de la biomasa

*El rendimiento de un sistema de producción de primaria de energía se define como la relación entre la energía térmica a producir, para satisfacer una demanda de energía, y la energía total aportada por los recursos utilizados (Moran & Shapiro, 2018).* La tecnología directa para la obtención de energía térmica de la biomasa es mediante una caldera, el rendimiento de una caldera se caracteriza en función de la relación entre la energía aportada a la misma por combustión y la energía que se aprovecha para calentar un fluido caloportador, habitualmente agua. Por tanto, la energía térmica aprovechable se puede expresar mediante la Ecuación 6:

$$\dot{Q} = \eta \cdot \dot{m}_c \cdot \text{PCI} \quad (6)$$

donde:

$\dot{Q}$  = energía térmica producida o carga térmica (kW).

$\eta$  = rendimiento térmico de la caldera (%).

$\dot{m}_c$  = flujo másico de combustible (kg/s).

PCI = “Poder Calorífico Inferior” del combustible (kJ/kg).

### Conversión termo-química de la biomasa en biocarbón

El poder calorífico de la biomasa bruta se ve afectada por ciertas limitaciones asociadas a la heterogeneidad de su composición química como combustible, alto grado de humedad y baja densidad energética (Castells, 2005). Para superar tales limitaciones, se puede someter la biomasa a ciertos tratamientos, tanto mecánicos como químicos, para obtener biocombustibles mejorados. Los *tratamientos mecánicos* someten la biomasa a fuerzas físicas para incrementar su densidad, destacan los procesos de peletización y briquetización, para la obtención de pellets y briquetas, respectivamente, incrementando la densidad energética del biocombustible. Por otro lado, los *tratamientos químicos* someten la biomasa en cambios en su composición, cabe destacar los procesos de secado y la pirólisis que mejoran la composición del biocombustible.

La *torrefacción* es un proceso termo-químico que por lo general se basa en una pirólisis a presión atmosférica en ausencia de oxígeno. *El proceso de torrefacción se lleva a cabo a temperaturas de entre 200 °C y 300 °C para lograr un biocombustible sólido, considerado en este trabajo como “biocarbón”,* pues su composición química será más uniforme, tendrá un carácter hidrófobo y presentará un mayor poder calorífico que la materia prima de partida. El *biocarbón* se caracteriza por ser un recurso renovable biocombustible similar al carbón que puede ser empleado directamente en los sistemas de producción de energía que emplean carbón (Arpiainen & Wilen, 2019). El proceso también origina gases como CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>.

*Los dos indicadores de desempeño del proceso de torrefacción son el rendimiento másico y rendimiento energético para la conversión de la biomasa en biocarbón.* Los rendimientos de energético y másico, referidos obtenidos a partir de materia seca, que se estudian en la bibliografía temática sobre torrefacción, dependen de la composición de la materia prima y se aproximan, para su evaluación, a partir de la parte reactiva de la biomasa que se convierte en producto sólido (Bergman et al., 2005; Verhoeff et al., 2011).

El “*rendimiento másico ( $\alpha_y$ )*” es la correlación entre la masa del biocarbón producido ( $m_b$ ) y la masa de la materia prima ( $m$ ), es decir, la masa total disponible ( $m$ ) de biomasa, obtenida de los recursos de biomasa forestal existente para un nodo estudiado mediante la Ecuación 7:

$$\alpha_y = \left( \frac{m_b}{m} \right) \quad (7)$$

donde:

$\alpha_y$  = Rendimiento másico del proceso de torrefacción.

$m_b$  = masa del biocarbón producido (kg).

$m$  = masa de la biomasa disponible (kg).

El “*rendimiento energético ( $\beta_y$ )*” se define en la metodología planteada según la Ecuación 8:

$$\beta_y = \alpha_y \cdot \left( \frac{PCI_b}{PCI} \right) \quad (8)$$

donde:

$\beta_y$  = rendimiento energético del proceso de torrefacción (%).

$\alpha_y$  = rendimiento másico del proceso de torrefacción (%).

$PCI_b$  = “Poder Calorífico Inferior” de la masa del biocarbón (MJ/kg).

$PCI$  = “Poder Calorífico Inferior” de la biomasa disponible como materia prima (MJ/kg).

Para la caracterización del proceso de torrefacción, partiendo de la **Fase I**, el proceso de torrefacción se plantea sobre la biomasa forestal disponible, es decir la masa aprovechable en las zonas de estudio, Ecuación 9:

$$m_b = \left( \sum_{i=1}^n m_i \right) \cdot \alpha_y \quad (9)$$

donde:



$m_b$  = masa del biocarbón (t seca/año).

$m_i$  = masa total disponible (t seca/año).

$\alpha_y$  = rendimiento másico del proceso de torrefacción.

Para el cálculo del potencial de energía, bioenergía, a obtener potencialmente del biocarbón, se aplica como aproximación la Ecuación 10:

$$E_b = \sum_{i=1}^n (m_i \cdot PCI_i) \cdot \beta_y \quad (10)$$

Donde, para la bioenergía, energía a producir de la biomasa:

$E_b$  = bioenergía como biocarbón (GJ/año).

$m_i$  = masa de biomasa disponible (t seca/año).

$PCI_i$  = "Poder Calorífico Inferior" de la biomasa disponible (GJ/t seca).

$\beta_y$  = rendimiento energético del proceso de torrefacción.

Las Ecuaciones 9 y 10 permiten analizar la conversión de la masa y la energía de la biomasa para la obtención de biocarbón. Las condiciones de funcionamiento de ese sistema pueden alcanzar periodos de residencia cortos para la materia prima, inferiores a 30 minutos, con temperaturas superiores a 260 °C. En este tipo de modelos de evaluación, se consideran como condiciones teóricas favorables un rendimiento másico y energético teórico en torno al 90 % y el 95 % respectivamente (Bergman et al., 2005). La tecnología de producción industrial del biocarbón se denominada por Bergman (2015) como proceso TOP, correspondiendo a la obtención de biocarbón en forma de pellets a partir de biomasa sometida a proceso de torrefacción, habitualmente se emplea como materia prima biomasa forestal, (**Fase I**).

### 3.2.2.2. Energía solar: el método "F-Chart".

La conversión de la energía solar se evalúa tomando como base de referencia el método "*F-Chart*", que se emplea como marco metodológico para caracterizar el rendimiento de sistemas de producción de energía térmica primaria basados en energía solar (Duffie & Beckman, 2013). Se fundamenta en un modelo obtenido a partir de la

definición de parámetros de desempeño que vinculan la pérdida de energía en el sistema solar, i.e. colector solar térmico, y la energía absorbida del recurso solar en referencia a la carga o demanda térmica, respectivamente, Ecuaciones 11 y 12, respectivamente:

$$X = \text{Pérdida de Energía del Colector/Carga Térmica} \quad (11)$$

$$Y = \text{Energía Absorbida por el Colector/Carga Térmica} \quad (12)$$

En términos de características del colector, esos valores también se pueden expresar, tomando como modelo base el definido por Duffie y Beckman (2013), Haberl y Cho (2004), y Klein et al. (1976) cuyas métricas se definen normalmente por mes, Ecuaciones 13 y 14 (Kerme & Kaneesamkandi, 2015):

$$X = F_R U_L \cdot F'_R / F_R \cdot (T_{\text{ref}} - \bar{T}_a) \cdot \Delta t \cdot \frac{A_c}{L} \quad (13)$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \cdot F'_R / F_R \cdot \frac{(\bar{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} \cdot \bar{H}_T \cdot N \cdot \frac{A_c}{L} \quad (14)$$

donde:

$A_c$  = área del colector solar ( $\text{m}^2$ ).

$F'_R$  = factor de eficiencia colector-intercambiador de calor (%).

$F_R$  = factor de eliminación de calor del colector (%).

$U_L$  = coeficiente global de pérdidas de energía del colector solar [ $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ ].

$\Delta t$  = número total de segundos de duración en el mes.

$\bar{T}_a$  = temperatura ambiente media mensual ( $^\circ\text{C}$ ).

$T_{\text{ref}}$  = temperatura de referencia empírica ( $^\circ\text{C}$ ).

$\bar{H}_T$  = energía media diaria incidente en la superficie del colector solar por unidad de área [ $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ ].

L = carga térmica total mensual (J).

N = número de días por mes.

( $\tau\alpha$ ) = transmitancia-absorción mensual (%).

*El método "F-Chart" utilizado se emplea en el marco de la metodología desarrollada conforme al modelo del IDAE (2009a) para sistemas de producción de energía solar térmica. En este sentido, los parámetros técnicos de referencia de los equipos se obtienen a partir de la base de datos disponibles en CHEQ4 (2021). En este contexto, el potencial suministro de agua procedente del área de estudio, es susceptible de ser integrado en el sistema de producción de energía como fuente de recursos hídricos o térmicos al sistema (Awuah-Offei, 2018).*

### **3.2.2.3. Los indicadores de desempeño energético**

*La conversión energética propuesta se desarrolla partiendo de un sistema modular de referencia para la producción primaria de energía térmica, combinando energía solar y biomasa, i.e. hibridación de FER, lo que permitirá facilitar el análisis de la modelización de la conversión de los recursos en relación con el área de estudio (Paredes, 2010; Saint-Marc, 2015).*

*El sistema energético implica la obtención de energía a partir de los recursos estudiados. Para ello, se necesita caracterizar "Indicadores de Desempeño Energético (IDEn)", denominados como, "Factores de cobertura (F)" para evaluar el comportamiento de la conversión de la energía en un sistema de producción primaria de energía de referencia, i.e. sistema híbrido biomasa-solar. Dado el contexto analizado en el trabajo, se plantea el análisis del potencial suministro basado en la disponibilidad de los recursos en cada ZE.*

*Para la integración de la conversión energética de FER, se consideran unos "factores de ponderación adimensionales (F)", que permiten caracterizar la cobertura de la demanda energética en un sistema de producción primaria de energía en función de la naturaleza del recurso renovable.*

*El modelo planteado es el resultado del ajuste del método "F-Chart", incluyendo ahora un factor de cobertura de la demanda térmica a partir del recurso de biomasa para cubrir la fracción de la demanda de energía térmica no cubierta por el recursos solar en el sistema de producción primaria de energía, dando lugar al denominado "F-Método-P" para la caracterización del recurso hibridado (i.e., biomasa y energía solar).*

*En este marco metodológico, la "F" representa a los factores de cobertura de la carga o demanda térmica y la "P" el efecto de la ponderación del desempeño energético en el sistema de referencia considerado. Se distingue, por tanto, para los recursos estudiados entre el "Factor de cobertura con recurso de biomasa o fracción biomasa*

$(F_b)$ ” y el “Factor de cobertura con recurso solar o fracción solar ( $F_s$ )” en la conversión energética en el sistema de producción primaria de energía.

El “Factor de cobertura con recurso de biomasa o fracción biomasa” ( $F_b$ ) es la fracción de la demanda térmica anual que se puede satisfacer con el recurso de biomasa disponible (**Fase I**). Se calcula mediante la suma ponderada de todos los suministros mensuales de energía térmica a partir del recurso de biomasa realizados en el sistema de producción primaria de energía, Ecuación 15:

$$F_b = \frac{\sum_{i=1}^{12} (f_{bi} \cdot L_i)}{\sum_{i=1}^{12} L_i} \quad (15)$$

$F_b$  = factor de cobertura anual con biomasa.

$f_{bi}$  = factor de cobertura mensual con biomasa.

$L_i$  = carga térmica total mensual (MJ/mes).

El “Factor de cobertura mensual con recurso de biomasa ( $f_{bi}$ )” es un parámetro adimensional que define la contribución mensual de la biomasa para cubrir la demanda térmica en el sistema de producción primaria de energía.

Análogamente, tomando como referencia el método “F-Chart”, el parámetro de desempeño denominado “Factor de cobertura mensual con recurso solar ( $f_{si}$ )”, representa la aportación mensual de la energía solar para cubrir la demanda térmica en el sistema de producción primaria de energía (IDAE, 2009a). Se obtiene en función de los parámetros adimensionales X e Y, (Ecuaciones 13 y 14), Ecuación 16:

$$f_{si} = 1.029 Y - 0.065 X - 0.245 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.215 Y^3 \quad (16)$$

El “Factor de cobertura con recurso de energía solar o fracción solar” ( $F_s$ ) es la fracción de la demanda térmica anual que se puede satisfacer con el recurso de energía solar disponible en el sistema de producción primaria de energía. Se obtiene por medio de la suma ponderada de todas las fracciones de cobertura mensual con recurso solar, de manera análoga al caso de la biomasa, Ecuación 17:

$$F_s = \frac{\sum_{i=1}^{12} (f_{si} \cdot L_i)}{\sum_{i=1}^{12} L_i} \quad (17)$$

$F_s$  = factor de cobertura anual con biomasa.

$f_{si}$  = factor de cobertura mensual con biomasa.

$L_i$  = carga térmica total mensual (MJ/mes).

La Ecuación 18, muestra que para poder cubrirse de manera total la carga o demanda térmica, ya sea mensual o anual, respectivamente caracterizada mediante “F” o “F”, es necesario que la suma de las fracciones de cobertura cumpla:

$$F_b + F_s = 1 \quad (18)$$

Por último, el “*Factor de cobertura con recurso biomasa-solar o fracción biomasa-solar ( $F_{b/s}$ )*”, para el sistema híbrido biomas-solar de referencia, se define a partir de la relación entre la bioenergía y energía solar como cobertura de la carga o demanda térmica, Ecuación 19:

$$F_{b/s} = F_b/F_s \quad (19)$$

El factor “ $F_{b/s}$ ” *“caracteriza paramétricamente el comportamiento de la hibridación*, en un periodo temporal considerado, lo que ayuda a cerrar las brechas en la cadena de suministro de energía para la conversión energética correspondientes al uso de recursos de naturaleza diversa.

#### **3.2.2.4. Sistema de producción de energía primaria de referencia como sistema híbrido-modular**

La bibliografía consultada se muestra la importancia de los sistemas modulares de producción de energía como referencia para el análisis de la capacidad de integración y producción de FER (Saint-Marc, 2015). Rămă y Mohammadi (2017) compararon sistemas de producción de energía mostrando la importancia de desarrollar la integración de la producción mediante sistemas que faciliten la flexibilidad en su implementación. En este contexto, los estudios de la entidad “*Solar District Heating*” [“Calefacción Solar de Distrito”] (SDH, 2021) muestran la importancia de los sistemas modulares para la conversión de energía renovable cuando se usa el recurso solar. En este marco, se recoge

que los sistemas termo-energéticos han llegado a alcanzar potencias superiores a 350 kW<sub>th</sub> y superficie de 500 m<sup>2</sup> (Weiss & Spörk-Dür, 2020).

Dentro del marco metodológico, la **Fase II** permite superar ciertas limitaciones existentes referidas a la combinación de recursos de distinta naturaleza para el suministro de energía mediante hibridación. En este sentido, se toma como referencia la conversión con biomasa por su capacidad de suministro estable y continuo de energía (Michalski et al., 2017; Paredes-Sánchez et al., 2019b).

La **producción primaria de energía**, como energía térmica es considerada una tecnología que permite alcanzar un rendimiento térmico de al menos el 80 % (Paredes-Sánchez 2019b; Saidur et al., 2011). Por otra parte, los sistemas de producción de energía eléctrica basados en la tecnología de combustión, e.g. la caldera de un ciclo Rankine, ya sea por combustión directa o co-combustión (i.e., biomasa y carbón), pueden alcanzar un rendimiento energético cercano al 40 % (Moiseyev et al., 2013; San Cristóbal, 2011). Según la naturaleza del aprovechamiento energético, térmico o eléctrico, los sistemas de producción de energía pueden llegar a operar durante periodos desde las 2000 h hasta 8000 h, respectivamente, (Paredes-Sánchez 2019b; San Cristóbal, 2011). No obstante, dado el rango base de potencia que necesitan las instalaciones de producción de electricidad con biomasa para plantear su viabilidad en España, potencias mayores a 50 MW<sub>e</sub> por los condicionantes derivados de la logística de suministro (Saidur et al., 2011; Saint-Marc, 2015). *Se hace necesario tomar como referencia para la integración de los recursos, la conversión energética térmica, con el objetivo de poder escalar el suministro de los recursos disponibles para su integración futura en sistemas de producción de energía más complejos.*

*Por todo ello, se considera un sistema de producción de energía primaria o sistema de referencia híbrido-modular como demostrador de la producción primaria de energía térmica, pues permite superar las limitaciones en la logística y suministro de biomasa que existe dentro del área de estudio. El sistema híbrido-modular planteado consta de un sistema solar, con tecnología de captadores o colectores, y un sistema de biomasa, con tecnología de caldera, (Figura 36).*

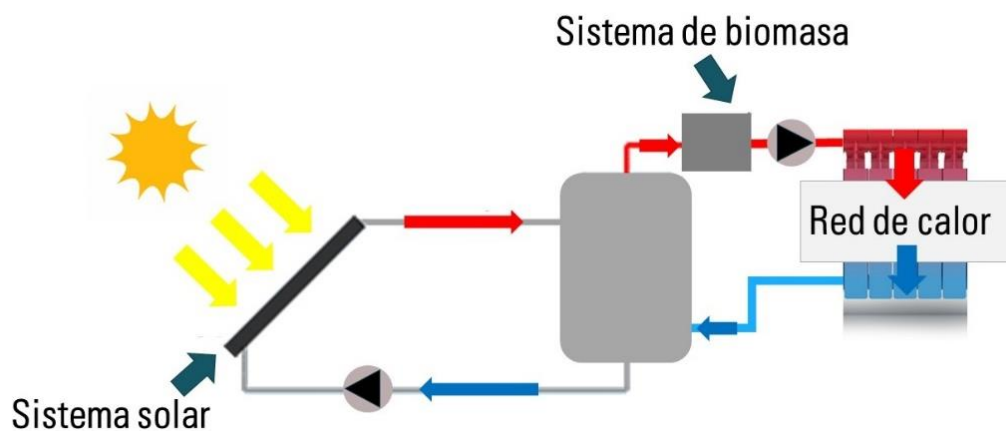


Figura 36. Estructura base del sistema híbrido-modular.

La Tabla 8 muestra las principales características del sistema energético propuesto.

**Tabla 8.** Parámetros operativos del sistema de referencia híbrido-modular.

<b>Características de funcionamiento</b>	<b>Parámetro</b>
<b>Sistema modular</b>	
Potencia de diseño (kW <sub>th</sub> )	250
Rendimiento de caldera de biomasa (%)	80
Superficie de colección solar (m <sup>2</sup> )	250
Horas de funcionamiento (h)	2000
Cobertura de biomasa/solar (%)	70/30
<b>Sistema de biomasa</b>	
Rendimiento de caldera (%)	80
<b>Sistema solar</b>	
Superficie de colectores solares (m <sup>2</sup> )	250
Superficie de cada colector (m <sup>2</sup> )	2,32
Rendimiento óptico:	0,8
Coefficiente de pérdidas lineal [W/(m <sup>2</sup> · C)]:	3,7

Nota: Para el sistema híbrido-modular se consideran valores de referencia definidos por el IDAE (2009a) en sistemas solares térmicos para el método “*F-Chart*”, lo que incluye su base de datos sobre parámetros ambientales, climatológicos y operativos. Particularmente, se considera superficie transparente sencilla para el colector solar con modificador del ángulo de incidencia  $\frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} = 0,96$ , factor de corrección del conjunto colector-intercambiador de  $F'_R/F_R = 0,95$  y ratio almacenamiento teórico de 75 kg/m<sup>2</sup> referido a superficie de captación. El sistema permite satisfacer una demanda térmica equivalente a al menos 20.000 l/día 60°C.

Fuente: IDAE (2009a, 2009b, 2021a) y CHEQ4, 2021).

*La configuración modular planteada permite ser susceptible de integración en infraestructuras energéticas o redes productivas de las cuencas mineras*

correspondientes a sistemas de aprovechamiento de recursos mineros o producción de energía basados en el carbón, e.g., sistemas de transformación energética, mineralúrgica o siderúrgica.

### 3.2.3. Fase III: Gestión energética

Actualmente, el principal desafío sobre gestión de la energía consiste en lograr la viabilidad del aprovechamiento de los recursos disponibles de manera sostenible para satisfacer las necesidades de energía de la sociedad.

La **Fase III** recoge los aspectos metodológicos relativos a la gestión sostenible de las tecnologías caracterizadas en la **Fase II**. Se fundamenta en el análisis de la gestión de la producción térmica derivada de la conversión energética de los recursos estudiados como alternativa en el área de estudio (Heras-Saizarbitoria et al., 2018; Mahmoud et al., 2021). La Figura 37 muestra el esquema de la **Fase III**.

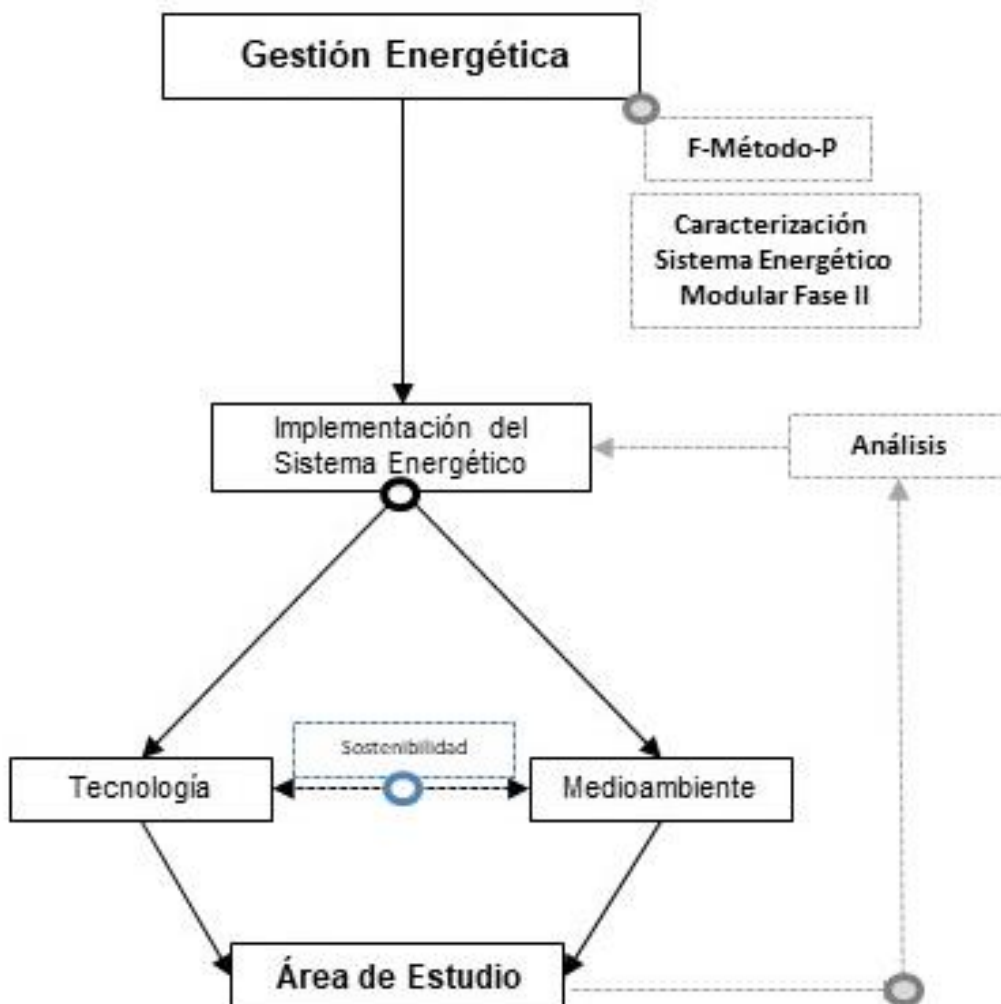


Figura 37. Subesquema metodológico de la Fase III: Gestión energética.



La potencia térmica demandada, de manera general para un fluido caloportador (e.g., agua), se puede evaluar por medio de la Ecuación 20:

$$\dot{Q} = \dot{m}_a \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (20)$$

donde:

$\dot{Q}$  = potencia térmica necesaria para la cobertura la carga térmica (kW).

$\dot{m}_f$  = flujo másico del fluido caloportador (kg/s).

$C_p$  = calor específico del fluido caloportador [kJ/(kg · °C)].

$\Delta T$  = diferencia de temperaturas entre el agua de red y el agua de distribución (°C).

Uno de los retos más importante en materia de integración de recursos renovables es su intermitencia a lo largo del tiempo. La biomasa representa un recurso renovable, manejable y almacenable, con la particularidad de que la capacidad de almacenamiento energético forma parte de su propia naturaleza funcional. Por todo ello, los biocombustibles podrían desempeñar un papel cada vez más importante en la gestión sostenible de la energía derivada de la sustitución del carbón, particularmente en forma de biocarbón (**Fase II**). La gestión del potencial de energía a obtener como biocarbón se puede comparar con su equivalencia energética en combustibles fósiles (i.e., carbón, gas natural o petróleo, Tabla 3), por medio de la Ecuación 21:

$$E_j = m_{c_j} \cdot PCI_j \quad (21)$$

donde:

$m_{c_j}$  = masa de combustible fósil equivalente (t/año).

$E_j$  = energía producida por la biomasa (GJ/año).

$PCI_{c_j}$  = “Poder Calorífico Inferior” por tipo de combustible fósil (GJ/t).

Adicionalmente, a efectos comparativos medioambientales, se consideran como parámetros límite en sistemas de producción primaria de energía las características del carbón y la madera mostradas en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Parámetros de caracterización de la composición de la biomasa y el carbón para el análisis medioambiental del sistema de referencia híbrido-modular.

Tipo de combustible	Parámetro	Combustible de madera	Combustible de carbón
Carbono	%	50	82
Hidrógeno	%	6	5
Nitrógeno	%	0,4	2,1
Azufre	%	0,08	0,90

*Nota: Referido a base seca.*

Fuente: Derčan et al. (2012), García et al. (2014a), Pellet Asturias (2021) y Riaza et al. (2014).

### 3.2.3.1. Gestión del suministro de energía

#### Gestión del suministro de biomasa

La *gestión del suministro de energía* es un factor clave en el aprovechamiento del recurso híbrido biomasa-solar. En este sentido, la energía del Sol, dada su naturaleza, no tiene un coste asociado al suministro del recurso como tal. Por ello, el elemento condicionante en el suministro de energía al sistema de hibridación es el recurso de biomasa forestal. Trømborg et al. (2013) mostró que el coste de suministro de biomasa es uno de los principales aspectos analizar para la gestión energética de la bioenergía. *Los aspectos que rigen los costes de suministro de biomasa forestal de la Fase III se fundamentan en los modelos de evaluación técnico-económica implementados en Bioraise GIS (2020) para la implementación de proyectos de bioenergía.*

En este contexto, se parte de la información aportada por la herramienta Bioraise GIS en el análisis de costes de suministro de recursos de biomasa disponibles para el área de estudio (**Fase I**). Los costes de la gestión de la biomasa forestal se calculan en relación con cada nodo de recolección de cada una de las zonas de estudio (ZE) del área de estudio, (Figura 10), (Bioraise GIS, 2020).

El “*Coste de recolección (CR)*” representa los gastos medios de recolección y acondicionamiento de los recursos disponibles de biomasa forestal (m) para su conversión energética en cada nodo (e.g., preparación y acondicionamiento del biocombustible), Ecuación 22:

$$CR = \frac{\sum_{i=1}^n (m_i \cdot CR_i)}{m} \quad (22)$$

donde:

$m_i$  = masa de recurso disponible por tipo de especie forestal (t seca/año)

$CR_i$  = coste de recolección del recurso disponible por tipo de especie forestal (i.e., coníferas, frondosas y mezclas) en torno a cada nodo; (€/t seca).

El “*Coste de transporte (CT)*” define el gasto derivado del desplazamiento de la biomasa forestal disponible como recurso ( $m$ ), desde su punto de recolección en el terreno hasta el nodo considerado en cada ZE. Comprende el coste de gestión del transporte (i.e., transportista y vehículo) y gasto combustible (Bioraise GIS, 2020), se considera un coste base promedio de 1,45 €/l (Paredes-Sánchez et al., 2015).

El “*Coste total de suministro de biomasa (CTSB)*” se analiza individualmente a partir del coste de recolección y transporte referido a cada nodo de recolección para la biomasa forestal, la Ecuación 23:

$$CTSB = CR + CT \quad (23)$$

donde:

CTSB = coste total de suministro de biomasa (€/t seca).

CR = coste de recolección de biomasa (€/t seca).

CT = coste de transporte de biomasa (€/t seca).

## Gestión de la producción de biocarbón

Los *sistemas productivos tradicionales de aprovechamiento del carbón*, utilizan la energía química del combustible para obtener calor mediante combustión, generalmente en hornos o calderas para transformar materias primas u obtener energía, este es el caso de las plantas siderúrgicas o centrales térmicas.

La *gestión de suministro y producción de biocarbón* se fundamenta en la implementación de la producción de biocarbón como proceso industrial. Si la biomasa forestal disponible en cada ZE se somete a un proceso industrial de torrefacción y peletización, como se comentó anteriormente, el nuevo combustible obtenido, “biocarbón” puede llegar a ser utilizado directamente como fuente de energía alternativa al carbón.

La combinación de torrefacción y posterior densificación de la biomasa torrefactada mediante paletización (i.e., obtención en forma de pellet), mejora tanto el poder calorífico del combustible como su manejabilidad lo que facilita su gestión y suministro. En este contexto, se considera el modelo definido por el ECN para la caracterización de la viabilidad del proceso industrial de obtención de biocarbón (Bergman et al., 2005; Bergman, 2015).

*En la Fase III, se considera que la obtención de biocarbón industrial se desarrolla en una unidad productiva de referencia para la potencial integración del suministro en sistemas de producción de energía o instalaciones industriales* (Bergman, 2015), lo que permite considerar al menos unos rendimientos energético y másico del 80 % y 90 %, respectivamente, para un proceso de torrefacción por debajo de 260 °C (Arias et al., 2008; Arpiainen & Wilen, 2019; Gil et al., 2015).

*Para el análisis de la producción de biocarbón industrial se considera un sistema de referencia de producción de biocarbón industrial, sistema de conversión termo-química, mediante un proceso combinados de torrefacción y peletización.* En este sentido, el coste de fabricación del pellet torrefactado se puede estimar en alrededor de 60 €/t (CFP), incluyendo mano de obra, energía y algunos otros gastos adicionales (i.e., consumibles, equipos, procesamiento y distribución). La Tabla 10 muestra los valores del sistema de referencia de producción de biocarbón industrial.

**Tabla 10.** Parámetros del sistema de referencia de producción de biocarbón industrial.

Concepto	Valor
<b>Entrada - Biomasa húmeda</b>	
Materia prima (kt/año) (50 % de contenido de humedad)	100
PCI materia prima para proceso (GJ/t)	16
<b>Salida - Biocarbón</b>	
Producción industrial biocarbón (kt/año) (<10 % de contenido de humedad)	40
PCI producto industrial (GJ/t)	19
<b>Parámetros tecno-económicos de producción</b>	
Equipamiento (€/t)	25
Operación y Mantenimiento (€/t)	4,4
Suministro de energía (€/t)	15
Consumibles (€/t)	4
Coste laboral (€/t)	9,4
Otros (€/t)	3,7

Fuente: Arpiainen & Wilen (2019), Bergman (2015), Bergman et tal. (2005), y Doddapaneni et al. (2018).

El modelo de evaluación tecno-económica utilizado para la producción de biocarbón como biocombustible se fundamenta en los criterios paramétricos de viabilidad para su producción industrial desde sistemas productivos de referencia (Arpiainen & Wilen, 2019; Bergman et tal., 2005; Doddapaneni et al., 2018). Este tipo de sistemas podría integrarse, en su caso, dentro de la propia red de suministro de biomasa para los sistemas híbrido-modular.

En este contexto metodológico, la Ecuación 24 evalúa el “*Coste total de producción de biocarbón (CTPB)*” mediante la combinación del “*Coste de fabricación del pellet torrefactado (CFP)*” y el “*Coste total de suministro de biomasa (CTSB)*” referido a la producción industrial de biocarbón, a partir de la biomasa disponible (**Fase I**):

$$CTPB = CFP + CTSB \quad (24)$$

donde:

CTPB = coste total de producción de biocarbón (€/t).

CFP = coste de fabricación del pellet torrefactado (biocarbón) (€/t).

CTSB = coste total de suministro de biomasa (€/t).

El parámetro “*Coste de producción y derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (P&CE)*” se define como el coste resultante de integrar el coste derivado de los derechos de emisión del aprovechamiento energético de un combustible con el coste de producción del combustible. El “*derecho de emisión*” es el permiso otorgado desde una autoridad competente para emitir al medio ambiente una cierta cantidad de gases contaminantes derivada del aprovechamiento de combustibles fósiles. No obstante, no debemos olvidar que el coste de derechos de emisión de los biocombustibles se considera nulo por ser sus emisiones neutras en CO<sub>2</sub>, desde un punto de vista del balance de GEI.

La Ecuación 25 muestra que el “*P&CE*” resulta de la combinación del “*Coste total de producción (CTPB)*” del combustible y el “*Coste de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (CE)*” derivados de la tecnología de aprovechamiento energético del combustible considerado de referencia atendiendo a su naturaleza:

$$P\&CE = CTPB + CE \quad (25)$$

donde, en este caso, los siguientes coste se refieren a masa de combustible:

P&CE = coste de producción del combustible y derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (€/t).

CTPB = coste total de producción del combustible (€/t).

CE = coste de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (€/t).

*En este contexto metodológico, para que esto sea posible en el caso de comparar el biocarbón con carbón, es necesario tener en cuenta su equivalencia energética por unidad de masa y composición química.* De forma general, a efectos de este análisis de integración del biocarbón como alternativa al carbón, se estima para el carbón un PCI de al menos 20 MJ/kg para un contenido de carbono superior al 60 % (Instituto Geológico y Minero de España [IGME], 2018; Nunes et al., 2014). Por todo ello, es posible comparar el escenario de los costes derivados del uso del biocarbón en relación con el carbón. En el contexto energético existente, se espera que el coste estimado derivados de las emisiones de CO<sub>2</sub> (CE) con carbón sea sitúe de entre 40 y 60 euros por tonelada de CO<sub>2</sub> (Graichen et al., 2017), para poder compensar los costes y lograr la transición tecnológica hacia fuentes renovables en zonas como las cuencas mineras.

Finalmente, el combustible obtenible, como biocarbón industrial, es susceptible de integración en sistemas de producción de energía presentes en el área de estudio, para la producción potencial de calor y electricidad, mediante su aplicación en infraestructuras energéticas existentes de aprovechamiento del carbón. En este marco de desarrollo, se evalúa su potencial gestión energética sobre la base de los estudios existentes sobre integración de bioenergía para producción tanto térmica como eléctrica. Para la producción de calor, se considera un rendimiento energético de al menos el 80 % y 2500 h de operación por año, mientras que para la producción de electricidad se establece un rendimiento energético del 40 % y 7500 h de operación por año (Moiseyev et al., 2013; San Cristóbal, 2011).

### 3.2.3.2. Gestión de la implementación del sistema híbrido-modular

La evaluación de la *gestión energética del recurso híbrido* puede desarrollarse atendiendo al potencial comportamiento del sistema de conversión de energía de referencia. Desde un punto de vista de la *gestión del impacto de las tecnologías* del sistema híbrido-modular en el área de estudio, se considera como unidades de referencia el consumo térmico equivalente de una vivienda unifamiliar media en España, unos 12.975 kWh/año para agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción, bien provenga del ámbito minero-industrial o de su entorno inmediato (IDAE, 2021b).

El modelo de análisis y evaluación de la gestión energética se fundamenta en modelos desarrollados para la integración de energías renovables en entornos regionales (Akhtari et al., 2014; Paredes-Sánchez, 2016; Paredes-Sánchez et al., 2019b). La Tabla 11 muestra los parámetros en los que se fundamenta el análisis de la implementación e integración del sistema híbrido-modular. Conforme a la Tabla 11, se podrían calcular unos IDEn referentes al ratio que corresponde el dividir el coste de cada concepto por la energía producida.

**Tabla 11.** Principales parámetros económicos del sistema de referencia híbrido-modular.

<b>Concepto</b>	<b>Total</b>
<b>Ingresos</b>	
Producción de calor (€/año)	100.000
<b>Gastos</b>	
Sistema de biomasa (€)	60.500
Sistema solar (€)	93.775
Sistemas auxiliares y red (€)	112.500
Suministro de biomasa (€/año)	4.400
Operación y mantenimiento (€/año)	45.000
Gastos generales (€/año)	10.000
Otros (€/año)	4.000
<b>Parámetros de valoración</b>	
Período de tiempo (año)	15
Tipo de descuento (%)	10

Nota: El 80 % del presupuesto total se financia a los 15 años con una Tasa Anual Equivalente (TAE) del 6 %. Los impuestos están incluidos, se ha considerado un Índice de Precios al Consumidor (IPC) base del 3 % en el modelo de análisis.

Fuente: IDAE (2009a, 2009b, 2021a), (CHEQ4, 2021) y Paredes-Sánchez et al. (2019b).

Complementariamente, desde un punto de vista de la *gestión económica* de los proyectos de implementación derivados de los sistemas híbrido-modular. El “*Valor Actual Neto (VAN)*” es un parámetro que permite caracterizar la actualización de los ingresos y costes de un proyecto en el tiempo para conocer la viabilidad de esa inversión, por medio de la Ecuación 26:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+a)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+a)} + \frac{F_2}{(1+a)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+a)^n} \quad (26)$$

donde:

a = tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión (referido a %).

F<sub>t</sub> = flujos de dinero en cada periodo t (€).

I<sub>0</sub> = inversión realiza en el momento inicial (t = 0) (€).

n = número de periodos de tiempo (año).

VAN = “Valor Actual Neto” (€).

Complementariamente, la “*Tasa Interna de Retorno (TIR)*” permite evaluar el porcentaje de beneficio o pérdida que puede tener una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto, es decir, permite valorar la rentabilidad que ofrece una inversión. VAN y TIR se relacionan mediante la Ecuación 27.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (27)$$

donde:

F<sub>t</sub> = flujos de dinero en cada periodo t (€).

I<sub>0</sub> = inversión realiza en el momento inicial (t = 0) (€).

N = número de periodos de tiempo (año).

t = periodo de tiempo (año).

TIR = “Tasa Interna de Retorno” (%).

VAN = “Valor Actual Neto” (€).



Los conceptos de VAN y TIR son indicadores que permiten analizar económicamente la potencial desarrollo de proyectos a desarrollar a partir del sistema híbrido-modular, pues el riesgo que tiene deriva de la variabilidad de los flujos de caja dependientes de la evolución de la coyuntura económica afecta a su evaluación final, un valor alto de VAN y TIR son indicadores de rentabilidad (Scarpellini & Aranda, 2009).

Los sistemas energéticos planteados pretenden, a su vez, ser complementario a los sistemas tradicionales e infraestructuras ya existentes, tanto para la transformación de recursos mineros como para la producción de energía, i.e. industrias cementeras, siderúrgicas o energéticas. Además, su naturaleza estructural les permite integrarse como sistemas en red en los entornos de las cuenca mineras. Esta consideración permite facilitar su viabilidad económica y técnica a nivel industrial, (Tablas 8, 9 y 11).

La biomasa y la energía solar cuentan con una alta capacidad de generación de empleo, que en el caso de la biomasa forestal contribuye a la reactivación de regiones mineras desde un punto de vista de la interconexión entre recurso, tecnología y gestión de la energía. Adicionalmente, son FER por lo que el impacto ambiental de sus emisiones contaminantes es limitado en comparación con el carbón, (Tabla 9).

El *impacto social y económico* a partir del empleo generado por el sistema híbrido-modular se puede evaluar considerando el concepto de “empleo-año”, que equivale en horas de trabajo, relativas al diseño, construcción y operación del sistema modular, a un empleo a tiempo completo durante un año. La Tabla 12 se presentan las proporciones de generación de empleo de biomasa y energía solar en sistemas de producción de energía térmica mediante el parámetro de empleos equivalentes a tiempo completo durante un año.

**Tabla 12.** Ratio anual estimado por tipo de empleo por el sistema híbrido-modular.

Sistema	Construcción y Manufactura	Operación y Mantenimiento	Suministro de combustible
	(empleo-año/MW <sub>th</sub> )	(empleo-año/MW <sub>th</sub> )	(empleo-año/MW <sub>th</sub> )
Biomasa	8,5	1,5	21
Solar	7,4	0,5	0

Fuente: Meyer & Sommer (2014), Paredes-Sánchez et al. (2016) y Paredes-Sánchez et al. (2019b).

Adicionalmente, la viabilidad tecno-económica final de la producción de biocarbón está condicionada al cumplimiento de los propios parámetros tecno-económicos de las instalaciones en las que se desarrolle su potencial integración como recurso.

## 4. RESULTADOS

Como se mostró en el “*Capítulo 1. Introducción*”, el grado de cumplimiento de los objetivos en materia de energías renovables, en la producción de energía eléctrica y térmica, ha experimentado un notable crecimiento en la UE, la “*European Environment Agency*” [Agencia Europea del Medio Ambiente] (EEA) estima que la UE alcanzó en 2021 sus objetivos climáticos y energéticos para 2020, pudiéndose identificar como los principales grupos de gestión de los recursos la producción de carburantes, energía eléctrica y energía térmica.

España, dentro de los territorios europeos, no es ajena al cumplimiento de las líneas de acción definidas en los “*Programas 20-20-20*” de la UE, pues se establecieron unos objetivos marco para el desarrollo de la gestión energética de los recursos renovables cuyas líneas de acción continúan en plena continuidad (European Environment Agency [EEA], 2021).

La implementación de tecnologías para la producción primaria de energía han demostrado ser herramientas sostenibles, para contribuir a la transición energética, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles y mitigando los impactos negativos en el medio ambiente (ADHAC, 2021; Jana et al., 2017). No obstante, el uso de los recursos renovables estudiados supuso un análisis relativo a su potencial capacidad de conversión energética, lo que aseguraría su implementación industrial en un mayor grado de desarrollo en el área de estudio. En este sentido, la caracterización de la producción térmica resulta un aspecto primordial en la integración de recursos renovables estudiados.

*Dada la naturaleza estructural del trabajo desarrollado, los resultados alcanzados se muestran en conformidad con las diferentes “Fases de la Metodología” (“Capítulo 3. Metodología”), en base a su correlación directa con las publicaciones correspondientes recogidas “Capítulo 8. Compendio de Publicaciones”.*

*La estructura presentada tiene como objetivo facilitar el análisis de la metodología multifase planteada en relación con las propias publicaciones que constituyen el “Compendio de Publicaciones”:*

- ***Fase I. Publicación I: Recurso solar***, caracterización de la naturaleza del recurso solar.
- ***Fase I. Publicación II: Recurso biomasa***, caracterización de la naturaleza del recurso de biomasa.
- ***Fase II. Publicación II: Tecnología de conversión energética mediante modelos multifase***, parametrización de la biomasa para su conversión energética y producción de biocombustibles como alternativa al carbón.
- ***Fase II. Publicación IV: Tecnología de conversión energética en sistemas de producción de primaria de energía***, caracterización de sistemas de conversión primaria de la energía.

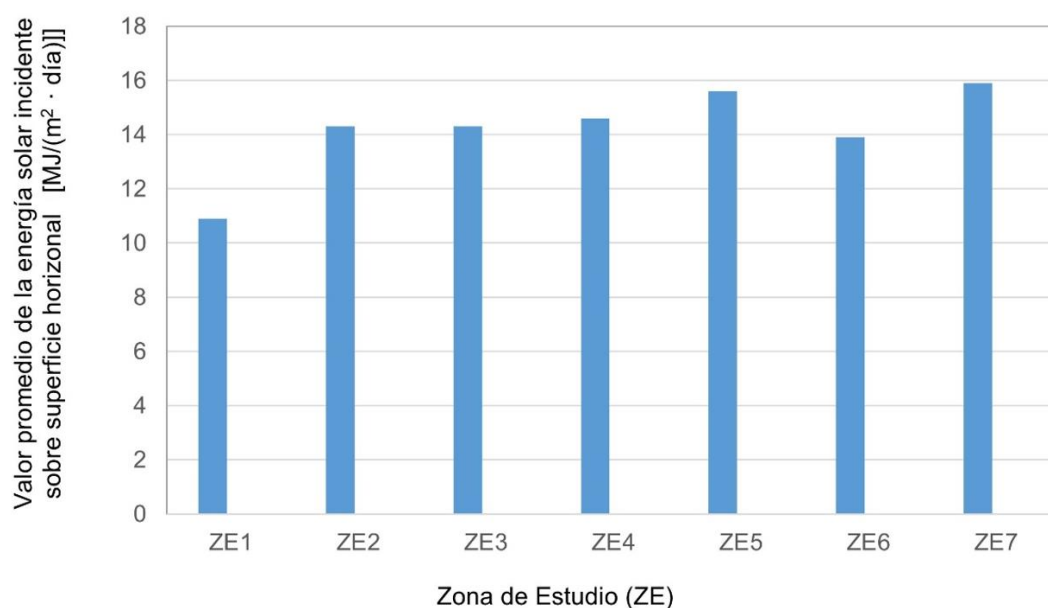
- **Fase III. Publicación V: Gestión energética para la integración de recursos energéticos híbridos conforme al modelo “F-Chart-P”, modelo de análisis multiparamétrico para la combinación de la energía solar y la biomasa en sistemas de producción primaria de energía.**
- **Fase III. Publicación VI: Gestión energética de sistemas de conversión energética basados en biocombustibles, modelo de análisis multiparamétrico para la evaluación de producción de recursos alternativos al carbón para su implementación.**

Las diferentes fases consideran el análisis desarrollado en la fase anterior para dar continuidad estructural metodológica a la investigación, (Figura 30). Se desglosan a continuación los principales resultados alcanzados en conformidad al proceso de desarrollo correlativo de las diferentes etapas de manera secuencial y los documentos presentes en el “Capítulo 8. Compendio de publicaciones”.

## 4.1. Fase I: Recursos

La **Fase I** evaluó los recursos de energía solar y biomasa en base a la caracterización de sus parámetros principales conforme a la metodología caracterizándose como recursos de energía renovables.

El recurso de energía solar presenta condicionamientos derivados de su disponibilidad temporal y distribución lo que afecta a su aprovechamiento energético. El área de estudio muestra una “Energía solar media diaria incidente sobre superficie horizontal ( $H_H$ )” de unos 14 MJ/m<sup>2</sup> (Censolar, 2021; PVGIS, 2022; IDAE, 2009a). La Figura 38 recoge la distribución del potencial disponible de energía solar referido por Zona de Estudio (ZE) del área de estudio, (Figura 10).



**Figura 38.** Disponibilidad del recurso solar por Zona de Estudio.

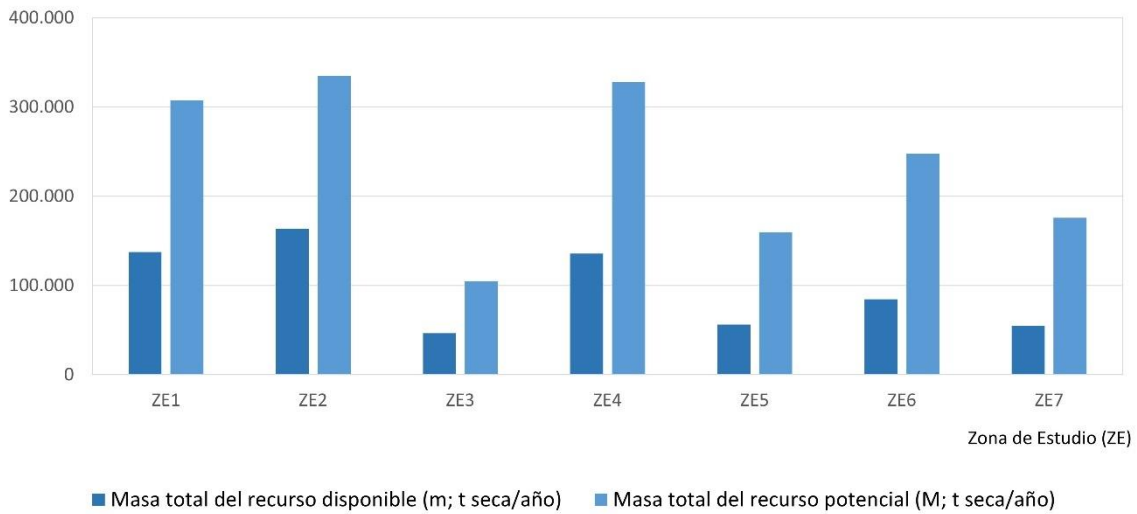
Las zonas ZE5 y ZE7, correspondientes a Zaragoza y Ciudad Real, respectivamente, son las principales zonas de recurso solar, corresponden a los territorios de las cuencas mineras localizados más al sur de España. Todas las zonas muestran tener un recurso solar susceptible de aprovechamiento energético, principalmente relativo a tecnología solar térmica.

Las ZE cuentan con una amplia variedad de recursos de biomasa forestal, que han sido seleccionados como fuente de recursos principales de biomasa a estudiar debido a su accesibilidad, disponibilidad y potencial como recurso energético. La Figura 39 muestra la distribución de la superficie forestal en relación con el recurso potencial y disponible de biomasa forestal en el área de estudio.



**Figura 39.** Distribución de la superficie forestal por Zona de Estudio.

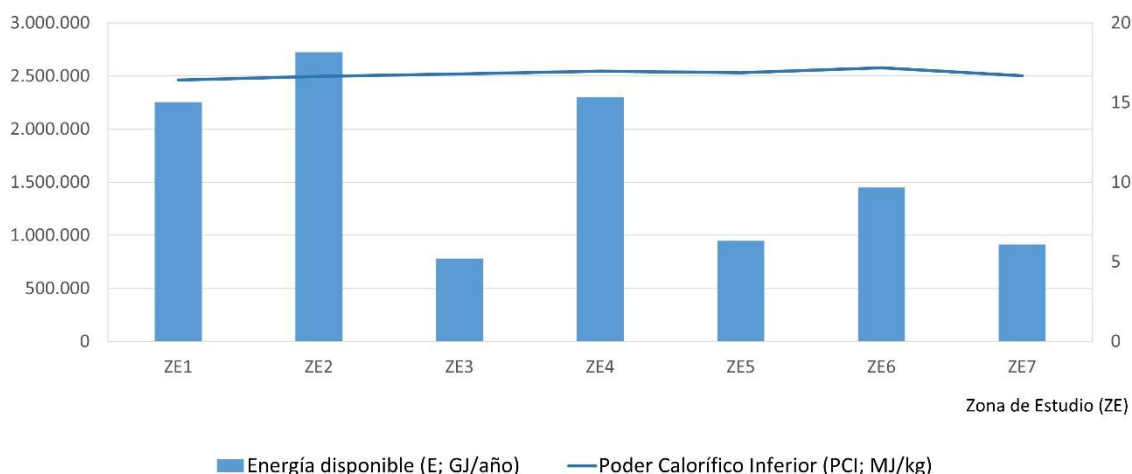
La *Masa total de recurso potencial (M)*” asciende desde 100 kt seca/año hasta 340 kt seca/año de biomasa de origen forestal, dependiendo de la ZE del área de estudio, con una disponibilidad media total para su aprovechamiento energético de alrededor del 40 % de la masa total. La Figura 40 muestra la distribución de la *“Masa total de recurso disponible (m)”* en el área de estudio.



**Figura 40.** Masa total de los recursos potenciales y disponibles por Zona de Estudio.

Las zonas ZE1, ZE2 y ZE4 correspondientes a las provincias de Asturias, León y Huesca, respectivamente, son las que muestran un mayor potencial en recursos disponibles de biomasa forestal. En contraposición, las zonas de menor recurso disponible corresponderían a la ZE3, ZE5 y ZE7, las provincias de Palencia, Zaragoza y Ciudad Real, respectivamente. Los resultados obtenidos indican que se puede llegar a un promedio anual de producción de al menos 1 t/(ha · año) en las ZE.

El *análisis inmediato y el poder calorífico* guardan relación directa con el comportamiento de los recursos disponibles para su conversión energética. Los resultados logrados para la estimación del poder calorífico mediante los modelos considerados para la biomasa forestal estudiada en el software WEKA (2020) permiten observar un valor de entre 18 y 22 MJ/kg para el PCS. La relevancia de las variables del análisis inmediato realizada con WEKA (2020) para la caracterización del poder calorífico, determinó la importancia de la materia mineral presente en la biomasa, lo que está directamente relacionado con las características geológicas del área de estudio considerada. En este sentido, a mayor contenido en cenizas se observa un menor poder calorífico. Es importante tener en cuenta que los rangos de valor del poder calorífico pueden variar atendiendo a las condiciones específicas del tipo especie. En este contexto, Bioraise GIS (2020) permite estimar la cantidad de energía por unidad de masa seca de los recursos forestales en al menos 17 MJ/kg para el área de estudio, lo que está en orden de magnitud con la modelización basada en la composición química de la biomasa forestal realizada con WEKA (2020). Además, este valor va en concordancia con estudios sobre bioenergía que sitúan al poder calorífico de la biomasa forestal por encima de 15 MJ/kg (ECN, 2022, García et al.; 2014b). La Figura 41 muestra la distribución del potencial de la energía de la biomasa disponible por ZE.



**Figura 41.** Distribución de la energía disponible de la biomasa forestal por Zona de Estudio.

Los recursos de biomasa forestal disponibles en el área de estudio equivalen a 11.400 TJ/año (E). Las principales zonas son la ZE1, ZE2 y ZE4, aunque todas muestran disponibilidad en recursos de biomasa forestal.

## 4.2. Fase II: Tecnología de conversión energética

La diferente naturaleza de los recursos disponibles en la **Fase I** condiciona su integración en la **Fase II**, dentro del proceso metodológico planteado. La **Fase II** evalúa la capacidad de integración energética de los recursos disponibles tomando como referencia la tecnología de conversión de energía de un sistema de producción primaria de energía.

*En este marco de desarrollo, dado el valor de la disponibilidad de energía solar incidente y la necesidad de integración directa con recursos de biomasa se considera el análisis de la integración de los recursos en la producción primaria de energía térmica, ya que la tecnología térmica actualmente disponible facilita la integración de las capacidades y limitaciones derivadas de la naturaleza de los recursos estudiados para la conversión energética, (Tabla 13).*

**Tabla 13.** Tecnología de conversión termo-energética.

<b>Fuente</b>	<b>Descripción</b>	<b>Capacidades</b>	<b>Limitaciones</b>
<b>Biomasa</b>	Utiliza madera para producir energía térmica. La fuente más antigua de calefacción.	Tiene una alta eficiencia térmica en los sistemas energéticos, alcanzando un rendimiento térmico de alrededor del 80-90 %. Hoy en día, la producción a gran escala de biocombustibles para las redes de calor permite beneficios tanto económicos como ambientales, permitiendo gestionar el suministro de energía, ya que es una fuente de energía en forma de combustible.	La disponibilidad de biomasa es baja. Un obstáculo para su comercialización masiva es su coste y la falta de infraestructuras logísticas adecuadas. Sin embargo, una gama versátil de fuentes de energía permite seleccionar la mejor opción para cada conjunto de aplicaciones para lograr el mejor rendimiento.
<b>Solar</b>	Una tecnología madura, con la mayoría de las investigaciones destinadas a mejorar la eficiencia e incorporar el almacenamiento de calor. La luz solar y los captadores o colectores solares se utilizan para proporcionar agua a alta temperatura con fines de energía térmica.	Alta disponibilidad de fuentes de energía con conversión térmica por sistemas activos Y pasivos (rendimiento térmico del 30 % al 80 %). Las mejoras en la eficiencia podrían aumentar la producción térmica, especialmente en regiones con baja irradiación solar.	Es necesaria una evaluación geográfica y una planificación adecuada. La energía solar térmica es intermitente y condicionada al almacenamiento de energía cuando es el único recurso.

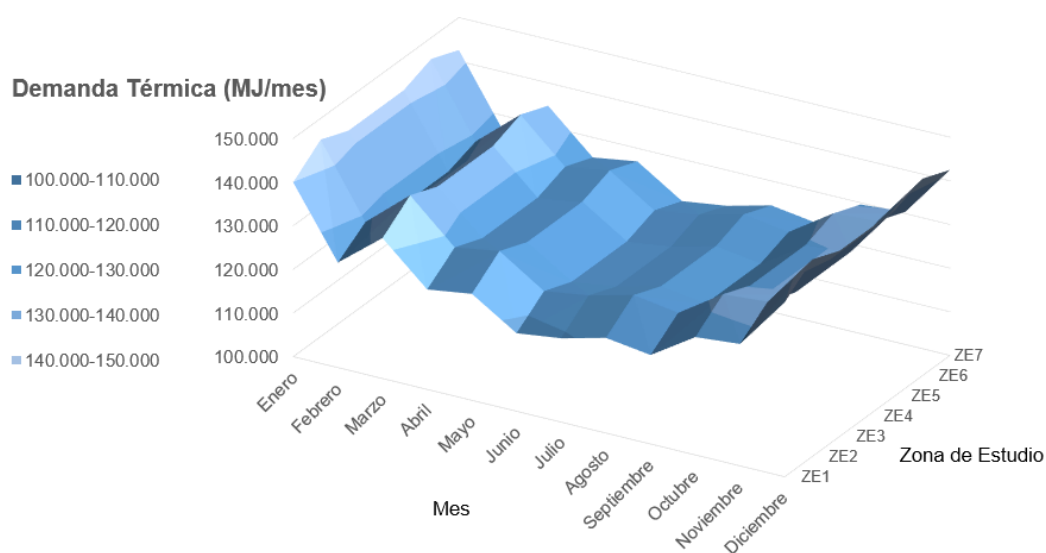
Por todo ello, las propias características ambientales, climatológicas y geográficas del área de estudio hacen que la producción de energía térmica se presente como una alternativa directa para la integración y evaluación de su potencial conversión energética, pues la viabilidad del aprovechamiento de los recursos de biomasa, para la producción de energía eléctrica, está supeditada al desarrollo preliminar a gran escala de logística de suministro (Saint-Marc, 2015).

La base de datos de ADHAC (2021) muestra que los sistemas térmicos para la producción de calor se han desarrollado preliminarmente como redes de calor en las regiones del área de estudio, particularmente se distinguen las zonas ZE2, ZE3 y ZE7, por su alto grado de implantación. En cambio, la variante que supondría implicar la producción de frío queda limitada fundamentalmente a territorios insulares y más al sur de España, debido a sus particulares condiciones climatológicas (APPA, 2021).



En este contexto, los resultados del análisis de las bases de datos disponibles sobre tecnología de integración de sistemas de producción de energía térmica en España (ADHAC, 2021; APPA, 2021) y Europa (EurObserv'ER, 2021; Euroheat, 2019; Eurostat, 2024) permiten caracterizar la tecnología base para la integración energética de los recursos estudiados, donde los sistemas de producción primaria de energía térmica permiten lograr una respuesta estable ante potenciales demandas energéticas, superando ciertas limitaciones derivadas de la naturaleza del recurso utilizado.

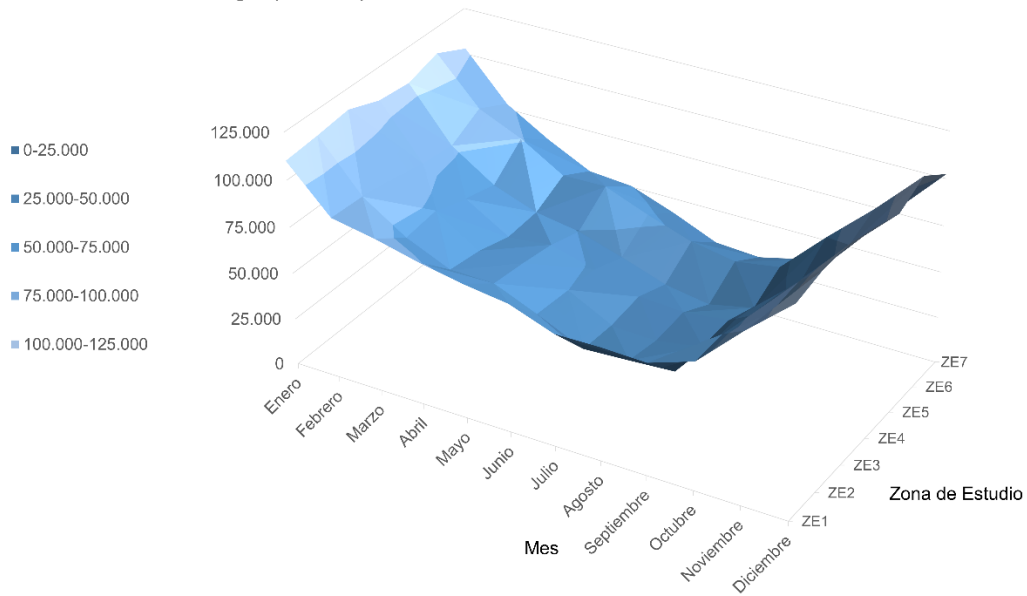
En la **Fase II**, mediante la aplicación del denominado como “*F-Método-P*” se evalúa el potencial energético de los recursos estudiados, i.e., solar y biomasa, para su integración en la tecnología de conversión energética de un demostrador basado en un *sistema de referencia híbrido-modular* para satisfacer una producción térmica estable a lo largo del año, (Tabla 8). La Figura 42 muestra el modelo de distribución anual de la demanda de energía térmica para el área de estudio.



**Figura 42.** Carga térmica anual por sistema híbrido-modular por Zona de Estudio.

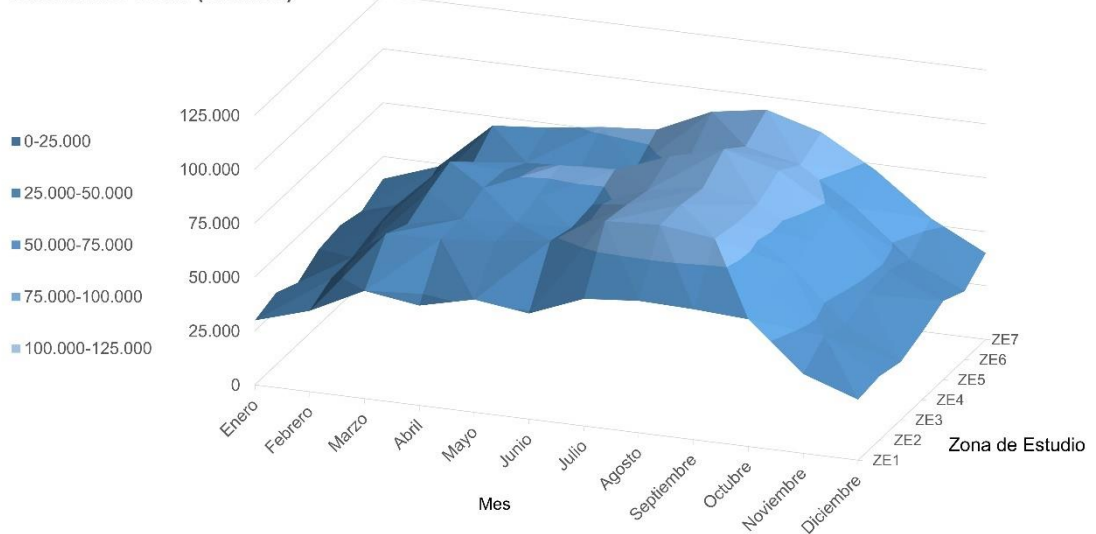
La demanda térmica media total, i.e., carga térmica, que es capaz de satisfacer la tecnología híbrido-modular se estima en unos 1.700 GJ/año, con una distribución media de unos 130 GJ/mes conforme a cada ZE, equivalente a 20.000 l/día como ACS a 60 °C. Las Figuras 43 y 44 muestran la contribución de las FER estudiadas, i.e., biomasa y solar, respectivamente, en el sistema híbrido-modular para la producción de energía térmica en el área de estudio.

**Suministro de Bioenergía (MJ/mes)**



**Figura 43.** Suministro de bioenergía anual en el sistema híbrido-modular por Zona de Estudio.

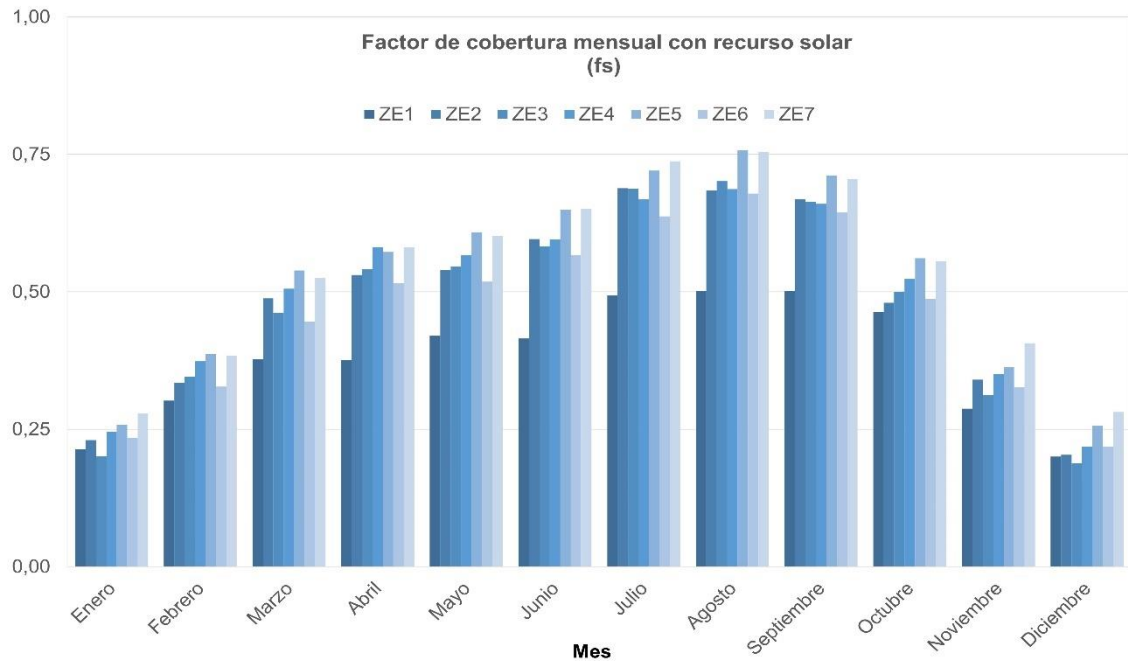
**Suministro Solar (MJ/mes)**



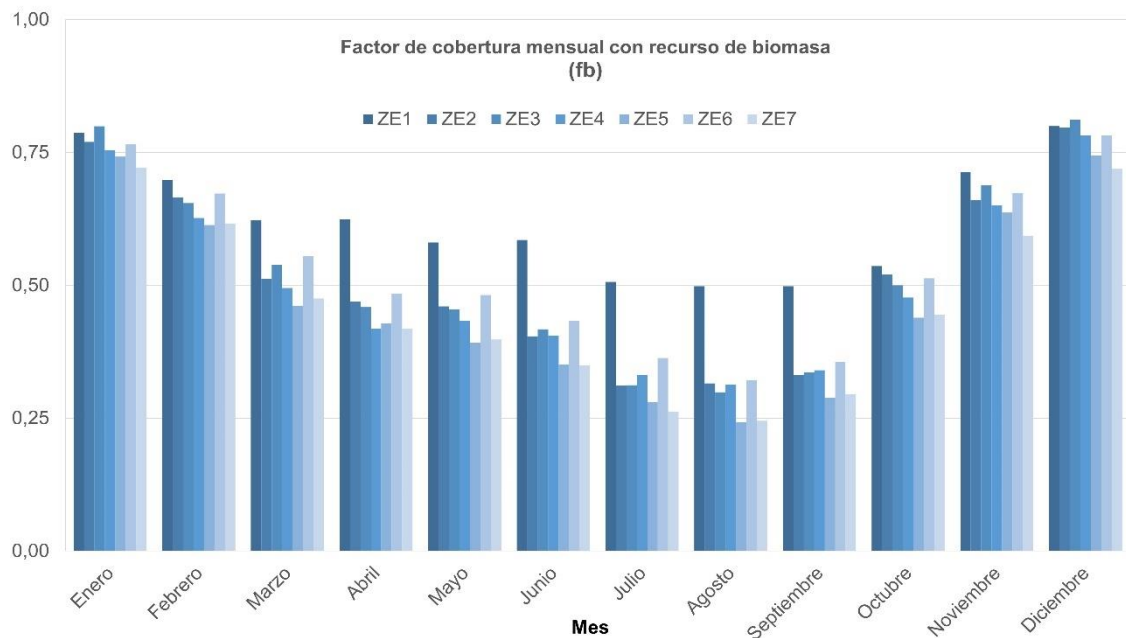
**Figura 44.** Suministro de energía solar anual del sistema híbrido-modular por Zona de Estudio.

La bioenergía y energía solar se combinan en el sistema híbrido-modular para satisfacer la demanda térmica total. En este sentido, se observa que Diciembre tiene el nivel más bajo de suministro de energía solar, con un promedio de unos 30 GJ/mes por ZE, mientras que Agosto muestra el suministro solar más alto, con alrededor de 85 GJ/mes en el área de estudio.

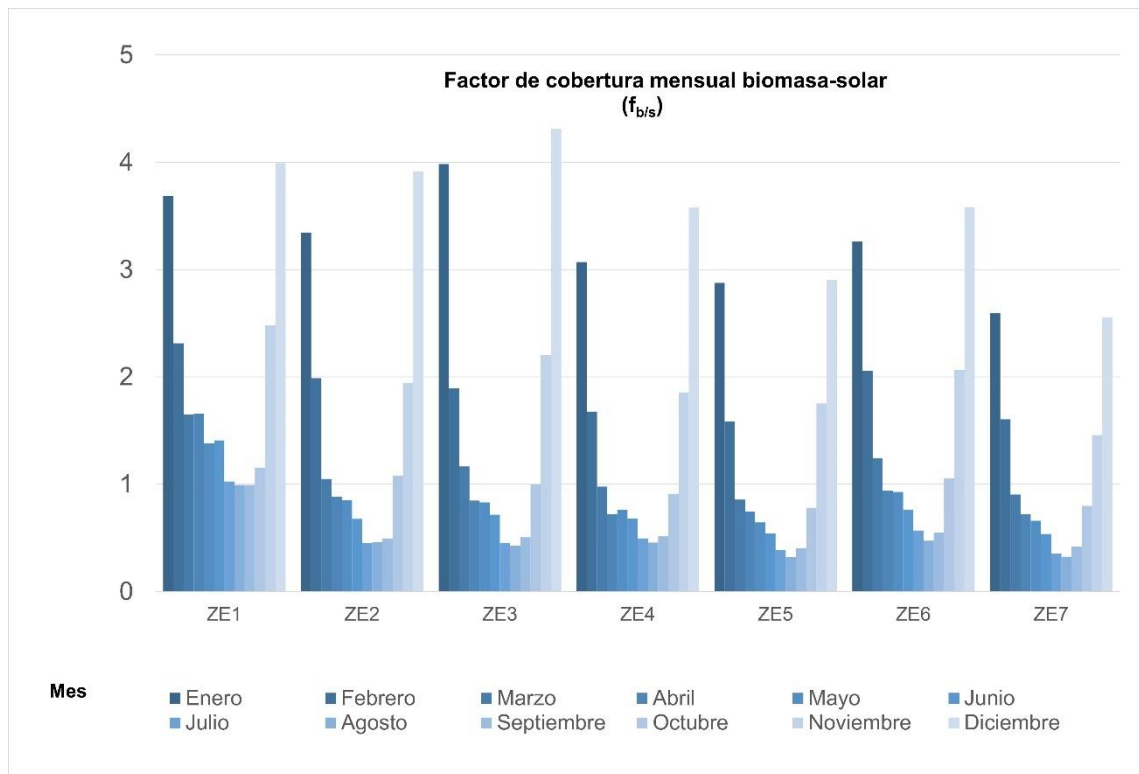
El suministro de bioenergía en el sistema híbrido-modular proporciona de manera estable aproximadamente el 70 % del suministro total de energía demandada en cualquier ZE considerada. En relación con el comportamiento de “Factores de ponderación adimensionales ( $F$ )”, para el modelo de análisis de la integración del recurso solar con la biomasa a lo largo del año. La Figura 45 muestra que el suministro de bioenergía responde como la principal contribución mensual en el área de estudio.



(a)



(b)



(c)

**Figura 45.** Factores de rendimiento en el sistema híbrido-modular a lo largo del año por Zona de Estudio: (a) Factor de cobertura con recurso solar, (b) Factor de cobertura con recurso de biomasa y (c) Factor de cobertura con recurso biomasa-solar.

En la **Fase II**, el “ $f_s$ ”, como indicador de desempeño energético para la caracterización de la cobertura energética del sistema, refleja un valor mínimo de 0,2 por mes durante todo el año. Mientras tanto, los parámetros “ $f_b$ ” y “ $f_{b/s}$ ” pueden alcanzar valores de 0,8 y 3,6 en el mismo período en el área de estudio. Estos resultados muestran la viabilidad técnica de la conversión energética mediante la hibridación biomasa-solar en el área de estudio pues cuando no existe suficiente recurso solar disponible se ve compensado por la aportación de la biomasa.

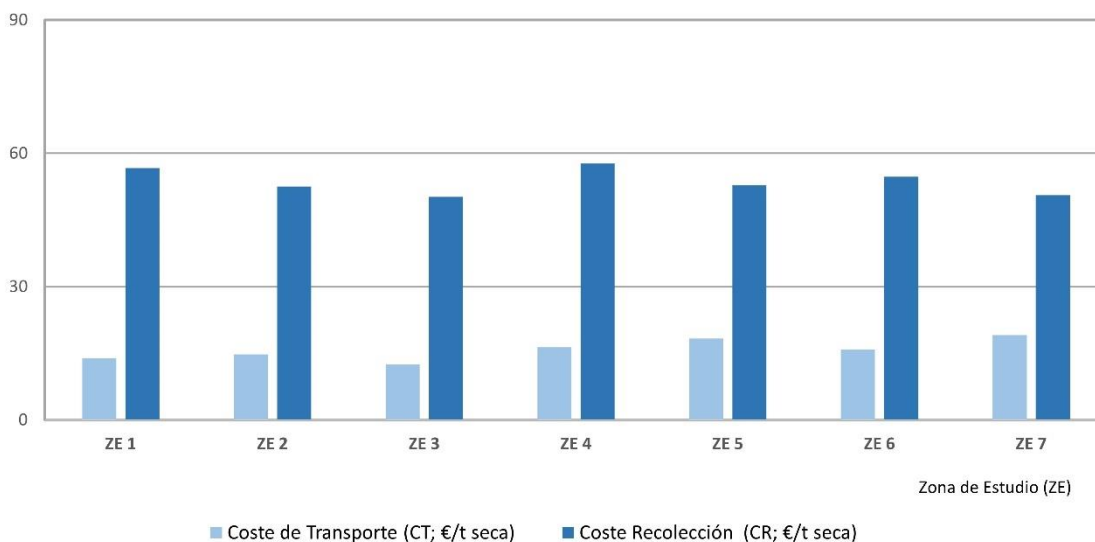
Para la **Fase II**, el análisis paramétrico muestra la importancia del factor de suministro de biomasa ( $F_b$ ) en la integración energética. Los resultados obtenidos, tomando como referencia el territorio ZE1, (Figura 10), muestran la viabilidad de la integración teórica de los recursos de biomasa para la obtención de biocombustibles en sistemas de producción de energía, i.e. biocarbón, desde la infraestructura logística de las cuencas mineras carboníferas: infraestructuras extractivas (e.g., instalaciones de los pozos mineros), plantas de transformación (e.g., plantas de cribado y preparación del combustible) y sistemas de distribución (e.g., red de transporte terrestre) mediante (Bioraise GIS, 2020). Pudiendo lograr el equivalente a unos 80 kt/año de carbón, como biocarbón, con capacidad de aprovechamiento en sistemas de producción de energía existentes en radios de suministro de 50 km, como alternativa directa a la tecnología energética sustentada en el uso de carbón.

### 4.3. Fase III: Gestión energética

La **Fase III** muestra la gestión técnico-económica tomando como referente el sistema energía híbrido-modular considerado de referencia para el área de estudio.

#### Gestión del suministro de biomasa

La Figura 46 muestra el coste relativo al suministro de biomasa con recursos disponibles en el área de estudio (**Fase I**), (Bioraise GIS, 2020). Los costes de transporte (CT) y recolección (CR) se sitúan por debajo de 60 y 20 €/t seca, respectivamente.



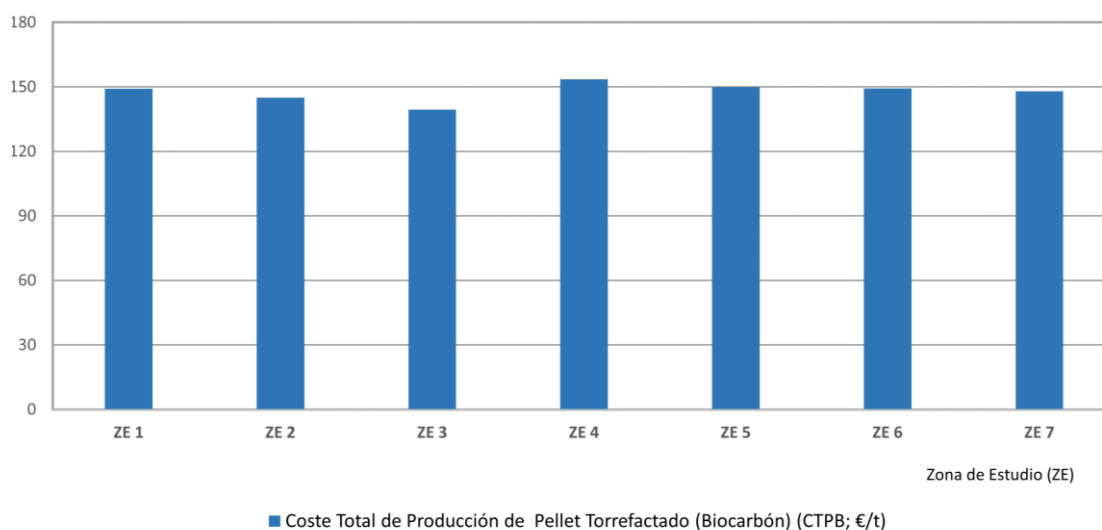
**Figura 46.** Estimación de costes relacionados con el suministro de biomasa por Zona de Estudio.

El “Coste total de suministro de biomasa (CTSB)” promedio para los recursos disponibles se encuentra alrededor de 69 €/ t seca, donde más del 75 % corresponde a CR. Este coste puede verse incrementado para poder integrarse en procesos productivos de transformación de la biomasa mediante procesos termo-energéticos o termo-químicos (Bergman, 2015; Trømborg et al., 2013).

#### Gestión de la producción de biocarbón

Complementariamente, tal como se ha indicado en la metodología, se plantea la potencial conversión industrial de la biomasa en *biocarbón*, lo que permitiría mejorar la gestión del principal potencial suministro disponible en el conjunto del área de estudio. En este caso, dadas las particularidades del análisis, pues el suministro no tendría por qué ser exclusivo a la instalación modular de producción de energía, se parte de los modelos de viabilidad definidos en la metodología para la caracterización de parámetros de proceso de producción de *biocarbón industrial*. En este marco, se considera un sistema de referencia para la producción de biocarbón industrial a implementar a partir de los recursos de biomasa disponibles en cada ZE del área de estudio, (Tabla 10).

Conforme al modelo de producción planteado para cada ZE, existe un potencial equivalente a la producción industrial de 280 kt/año de biocarbón industrial, lo que equivale a aproximadamente a 40 kt/año de carbón por ZE. La Figura 47 muestra la distribución de los costes de suministro y potencial conversión de la biomasa disponible en biocarbón industrial.

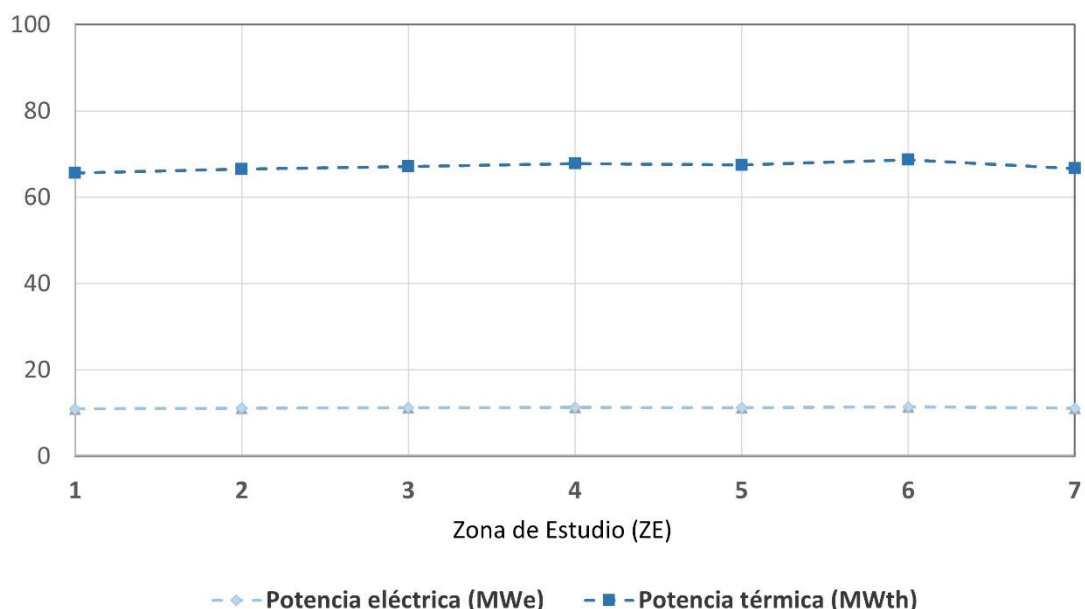


**Figura 47.** Estimación de costes relacionados con el suministro de biomasa y su potencial transformación en biocarbón por Zona de Estudio.

Los resultados logrados, en base a los parámetros del modelo de análisis (Tabla 10), indican un “*Coste total de producción de biocarbón (CTPB)*” a nivel industrial, suministro de biomasa y fabricación del pellet torrefactado, en un rango de entre 139 y 154 €/t, equivalentes a los mostrados por Cahyanti, et al. (2020). Con todo ello, el CTPB medio se estima en unos 148 €/t para el área de estudio, (Figura 47).

Si bien esta cantidad es significativa, las mejoras en las tecnologías de producción y conversión energética reducirán eventualmente los gastos generales estimados para la gestión de los recursos. Además, dado que la biomasa torrefactada se considera energía renovable (Bahng et al., 2009), y por lo tanto combustible neutro en CO<sub>2</sub>, el “Coste de producción del combustible y derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (P&CE)” es el mismo valor que el “CTPB”, lo que permite abrir escenarios tecnológicos de análisis para caracterizar el biocarbón como alternativa al carbón fundamentados en el “*Coste de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (CE)*”.

Finalmente, la Figura 48 presenta la estimación de la cantidad potencial de energía térmica y eléctrica gestionable mediante la conversión propuesta de recursos de biomasa disponibles a *biocarbón* en el área de estudio.



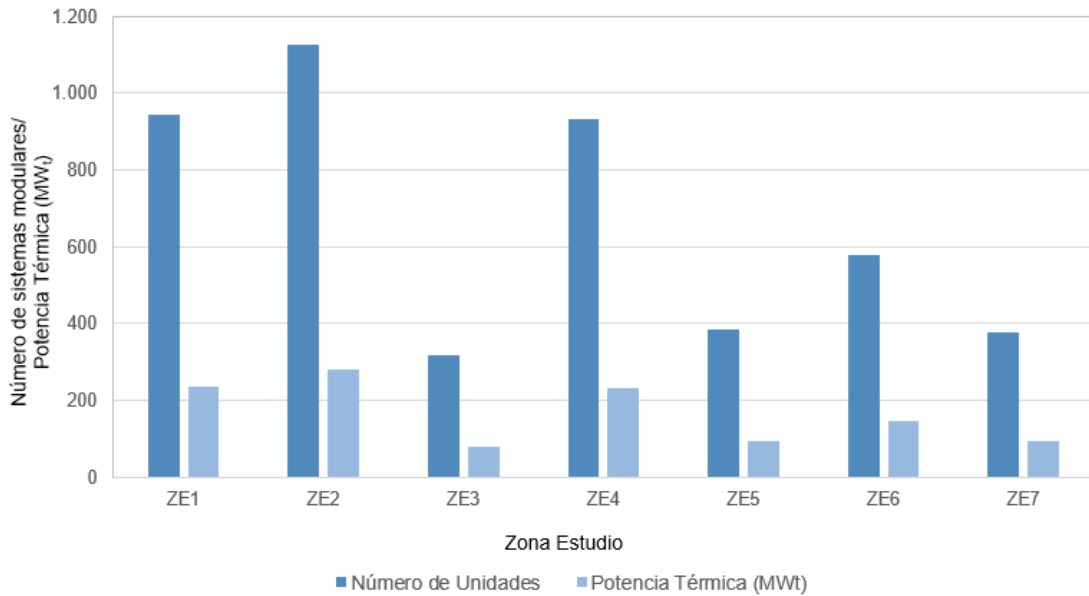
**Figura 48.** Potencial de producción de energía térmica y eléctrica para el modelo de análisis propuesto de producción de biocarbón por Zona de Estudio.

La Figura 48 muestra que es posible obtener como biocarbón un potencial de integración en procesos de conversión eléctrica y térmica de en torno a 11  $MW_e$  o 67  $MW_{th}$ , respectivamente, en la transformación energética propuesta para sistemas basados en carbón en cada. El análisis refleja ligeras fluctuaciones, aunque por debajo del 2 %, en la potencia total estimada en las diferentes zonas, debido a la distinta naturaleza de la biomasa bruta disponible en el área de estudio.

No obstante, este potencial suministro y transformación está condicionado al desarrollo final de su integración en los procesos productivos ya existentes en las cuencas mineras carboníferas. La viabilidad final de los sistemas de conversión de energía considerados depende de las condiciones particulares de cada proyecto en el área de estudio.

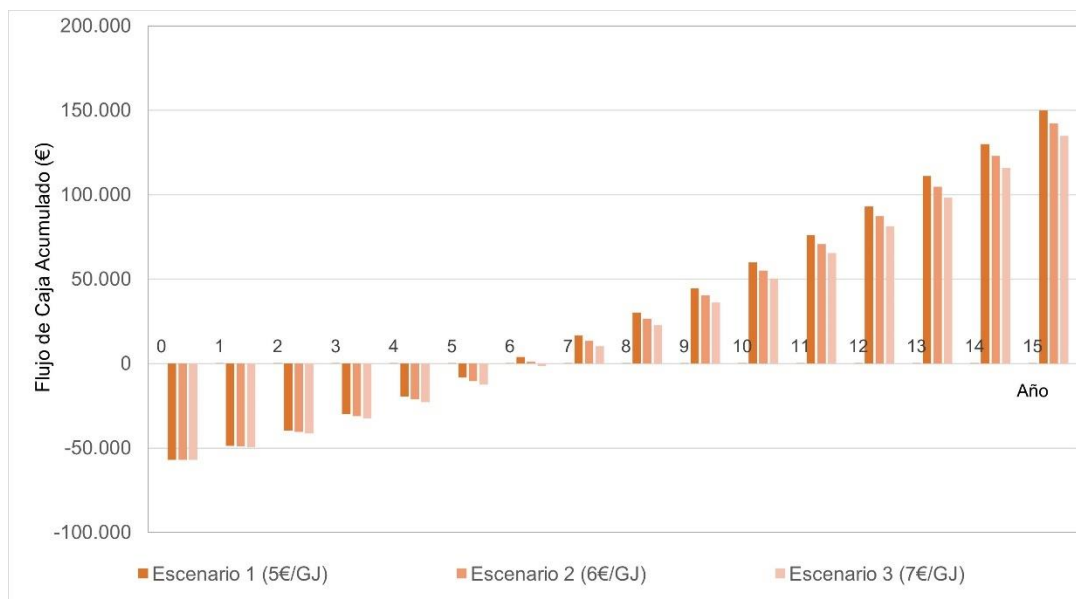
### 3.2.3.2. Gestión de la implementación del sistema híbrido-modular

La Figura 49 muestra la potencial implementación del sistema de referencia híbrido-modular en el área de estudio.



**Figura 49.** Número de sistemas híbridos-modulares potenciales y la potencia por sector.

La Figura 50 define escenarios potenciales para la gestión tecno-económica del suministro de biomasa para el sistema de referencia híbrido-modular, considerando tres escenarios de coste, desde 5 €/GJ hasta 7 €/GJ, lo que supone un valor superior al coste de suministro de biomasa estimado en las ZE.

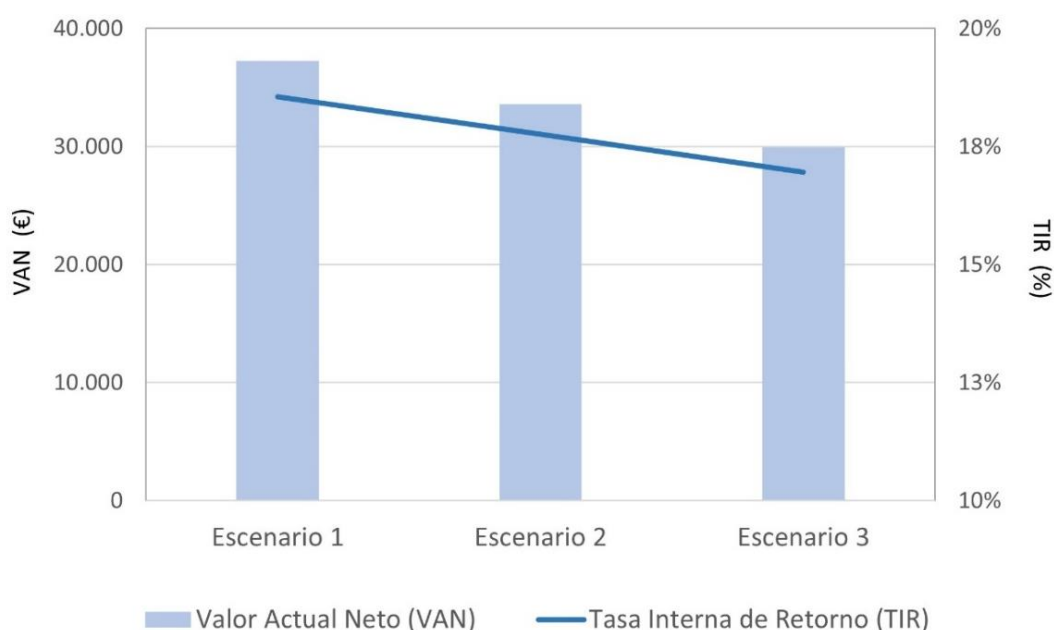


**Figura 50.** Enfoque de rendimiento económico del sistema híbrido-modular en términos de flujo de caja y flujo de caja acumulado.



En este contexto, un escenario cercano al Escenario 3 podría ser susceptible de ser alcanzado con el desarrollo de la producción industrial de biocarbón para suministro de combustible de biomasa (Cahyanti, et al., 2020). La introducción de un porcentaje de subvención en el coste total para la instalación mejoraría la viabilidad económica referente a los resultados alcanzados, (Figura 50).

Adicionalmente, en el análisis de viabilidad de la gestión económica en cada sistema híbrido-modular, los ingresos se han minimizado mientras que los gastos se han maximizado según un modelo común de análisis para el conjunto del área de estudio, (Tabla 11). El TIR y el VAN han sido considerados como indicadores de desempeño económico de cada sistema híbrido-modular, para una vida útil del sistema de 15 años, mostrando la viabilidad del sistema para los distintos escenarios de suministro biomasa dando en los modelos resultados prometedores para su implementación con una amortización del sistema de referencia híbrido-modular en un máximo de unos 7 años, (Figura 51).



**Figura 51.** Análisis económico del sistema híbrido-modular.

El potencial total de los sistemas híbrido-modular a poder desarrollar en toda el área de estudio, con el aprovechamiento íntegro de los recursos disponibles, equivale a unos 1.165 MW<sub>th</sub>, siendo capaces de suministrar la energía térmica equivalente a las necesidades de unas 170.000 viviendas unifamiliares en el área de estudio. Además, estos sistemas podrían crear en conjunto el equivalente a 28.050 trabajo-año en actividades de naturaleza diversa, desde el diseño, pasando por la construcción, hasta el mantenimiento, (Tabla 12).

La Figura 52 muestra el impacto relacionarlo con la implementación del sistema híbrido-modular en la creación de empleo y el número potencial de sistemas a poder implantar como proyectos de transición energética en el área de estudio.



**Figura 52.** Escenario potencial de generación de empleo-año y capacidad de suministro térmico referido a viviendas.

Además, si se compara una unidad de sistema híbrido-modular con un sistema térmico equivalente con tecnología de conversión energética del carbón, potencialmente se puede evitar, al menos, un consumo de carbón de unas 70 t/año y las emisiones de 230 t CO<sub>2</sub>/año, 3 t NO<sub>2</sub>/año y 1 t SO<sub>2</sub>/año, (Tabla 9).

Por todo ello, las zonas ZE1, ZE2 y ZE4 correspondientes a las cuencas de Asturias, León y Huesca, respectivamente, son las que muestran unas mejores condiciones para el desarrollo de la integración de los recursos considerados. Las condiciones regionales de aplicabilidad y viabilidad económica final de los proyectos de integración de los sistemas considerados dependerán de las características económicas y de mercado en cada área de estudio existentes (ADHAC, 2021; Balić et al., 2017). *En base al esquema de desarrollo de la presente Tesis Doctoral, (Figura 30), los resultados se recogen complementariamente de manera correlativa en las publicaciones a las que dieron lugar conforme a la Fase I, Fase II y Fase III, respectivamente (ver “Capítulo 8. Compendio de Publicaciones”).*

## 5. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

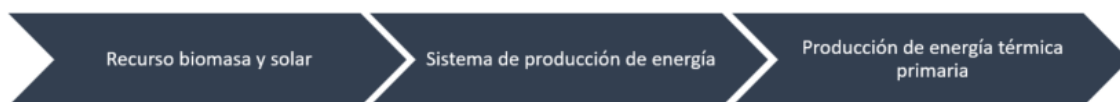
En el contexto de la bibliografía para el ámbito de la Tesis Doctoral, se han estudiado los sistemas de producción de energía, destacando la necesidad del uso combinado de la biomasa y energía solar para lograr una integración continua de la energía producida (Liu et al, 2018; Bahlawan et al, 2019; Wang & Yang, 2016). Adicionalmente, la combinación de sistemas térmicos de producción de energía sustentados en recursos de biomasa y energía solar permiten suplir el déficit derivado de la disponibilidad en el tiempo del recurso solar (Wang & Yang, 2016). En este sentido, Mouaky et al. (2019) desarrollaron escenarios para la integración directa de la energía solar en la producción de energía térmica. Díaz-Cuevas et al. (2019) demostraron que la disponibilidad de recursos renovables es un aspecto clave para su integración directa en sistemas de producción de energía. Estos estudios destacan que el *contexto de evaluación multiparamétrica de la hibridación es crítico para la gestión energética*, donde el diseño de sistemas de producción de energía primaria optimiza la integración de la conversión de energía (Olatomiwa et al., 2016; Paredes, 2010).

La disponibilidad de recursos, la tecnología y la conversión de energía se identificaron como las principales barreras de estudio (Higuera-Castillo et al, 2019; Hussain et al, 2017; Sahoo et al, 2018; Zhang et al, 2019). En este marco, el principal reto de la investigación se deriva de la evaluación, caracterización, conversión y gestión de la biomasa y la energía solar como recursos energéticos, estableciendo una metodología con el fin de obtener modelos para evaluar la capacidad de producción de FER e integrarlas de forma viable, esto se ha logrado mediante el diseño de sistemas de conversión de energía de referencia para su aprovechamiento como alternativa al carbón, tanto para la conversión termo-energética como termo-química.

*Los resultados alcanzados permiten la identificación de líneas de desarrollo basadas en la transformación primaria de energía, i.e., conversión de energía de recursos híbridos y biocombustibles, dentro de una gestión energética sostenible para implementar en el conjunto de las cuencas carboníferas de España a partir de los recursos renovables objeto de estudio, i.e. biomasa y energía solar, (Fases I, II Y III).*

En primer lugar, *la línea de desarrollo de sistemas de producción primaria de energía desde sistemas híbridos biomasa-solar mediante conversión termo-energética* muestra la importancia del desarrollo de sistemas térmicos para la integración del aprovechamiento de los recursos estudiados. La biomasa forestal es la principal fuente de energía en muchas regiones del mundo. La recolección de la biomasa de los bosques en el área de estudio está condicionada a su frecuencia de ocurrencia junto con su orografía. Los residuos forestales se utilizan ampliamente en conversión energética lo que puede causar emisiones significativas de partículas y otros compuestos contaminantes (Saidur et al., 2011). En cuanto al aprovechamiento de la energía solar, en general, la conversión de energía solar no tiene un impacto directo en forma de emisiones contaminantes en el medio ambiente; sin embargo, la contaminación medioambiental puede ocurrir durante la fabricación y el mantenimiento, considerándose sistemas de gran potencial para el futuro desarrollo de las FER (Duffie & Beckman, 2013). No obstante, la energía solar está condicionada por su disponibilidad y naturaleza intermitente, lo que condiciona la

tecnología a utilizar en su aprovechamiento. En este sentido, las redes térmicas o redes de calor están ganando impulso, alentadas por el cambio económico, social y tecnológico para el desarrollo territorial para la integración de la biomasa y la energía solar (Lake et al., 2017). La Figura 53 muestra el diagrama de flujo de la línea tecnológica para el proceso de conversión directa de las FER para la producción primaria como energía térmica.



**Figura 53.** Esquema del proceso de conversión de recursos renovables a energía térmica.

En segundo lugar, *la línea de desarrollo referente a la obtención de biocombustibles mediante conversión termo-química*, biocarbón, revela la necesidad de planificar cuidadosamente la gestión energética en función de la distribución de los potenciales suministros de recursos en un territorio, pues condiciona la naturaleza de la tecnología de conversión energética. El biocarbón permite a la biomasa ser directamente partícipe de los tradicionales procesos de conversión del carbón como materia prima o combustible (Cheng et al., 2020). El biocarbón industrial, en su forma de pellets torrefactados, tiene el potencial de ayudar a reemplazar el carbón como recurso autóctono de energía en sectores donde las instalaciones ya existentes podrían adaptarse o reabrirse, como es el caso de las regiones mineras de carbón. *Además, el biocarbón como alternativa a la biomasa permite superar ciertas limitaciones asociadas al aprovechamiento de la biomasa como son su baja densidad energética, heterogeneidad y alto contenido en humedad* (Saidur et al., 2011). Finalmente *en el contexto referente a las líneas de investigación*, es necesaria la colaboración con la industria para mejorar la integración de los recursos en los sistemas de producción existentes dentro del campo de la Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i).

*Adicionalmente, se ha logrado contribuir al uso de energías renovables con la tecnología actualmente disponible tomando como partida el marco establecido de desarrollo sostenible y transición energética en Europa (Fases I, II Y III).* En este sentido, al utilizar los sistemas basados en la conversión de recursos renovables, la implementación de los resultados obtenidos permitiría contribuir al cumplimiento de los objetivos de España tomando como partida los planes de referencia siguiendo la línea de desarrollo sostenible y transición energética de la UE del 2020 (Eurostat, 2024). La combinación de la biomasa y la energía solar como “*recursos híbridos térmicos*” permite un entorno de suministro de energía estable. Además, ayuda a minimizar los posibles impactos negativos derivados de las emisiones de GEI de los combustibles fósiles, donde la hibridación térmica, entre la biomasa y la energía solar, cimentada en la combustión de la biomasa combinada con captación solar térmica, permite superar los retos de su gestión relacionados con la estacionalidad e intermitencia de los recursos renovables (Liu et al, 2018; Bahlawan et al,2019; Visa et al., 2020). *En este sentido, se ha contribuido a un mayor conocimiento actual sobre gestión energética sostenible y la definición de nuevas líneas de investigación basadas en el análisis de sistemas de referencia.*

*En cuanto al objetivo de la evaluación y caracterización de la biomasa y la energía solar como recursos energéticos principales dentro de los recursos renovables, (Fase I),* Las zonas ZE1, ZE2 y ZE4 presentan un mayor potencial en recursos disponibles de biomasa forestal mientras que las zonas ZE5 y ZE7 presentan un mayor recurso solar, lo que muestra un alto grado de complementariedad entre los recursos a integrar. El poder calorífico se puede estimar en promedio con valor entono al 17 MJ/kg, no obstante depende de su naturaleza (ECN, 2022). Además, el área de estudio muestra una energía solar media diaria incidente sobre superficie horizontal de 14 MJ/m<sup>2</sup>. Esta caracterización facilita desarrollos futuros de la biomasa en el contexto de las cuencas mineras.

*En cuanto al objetivo planteado de utilización de la biomasa y la energía solar con la tecnología disponible para su integración en las regiones mineras, (Fase II),* se demuestra la viabilidad de la conversión de la energía para los recursos estudiados a partir de sistemas de referencia tanto en la línea de hibridación biomasa-solar como en la de obtención de biocombustibles, i.e., biocarbón, para sistemas alternativos al carbón. El desarrollo del "modelo "F-Chart-P" permite analizar la capacidad de producción de energía de los recursos estudiados. La contribución del 30 % de energía solar, lograda en cada sistema híbrido-modular, permite reducir el equivalente energético correspondiente al consumo de combustibles fósiles. Además, la aportación de la biomasa contribuye a disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles al lograr sistemas más sostenibles basados en FER. La tecnología de calderas actuales permite alcanzar un rendimiento superior al 95 % frente al 80 % de las calderas convencionales de FEF (Chen et al, 2012; Saidur et al., 2011). No obstante, diferentes experiencias han demostrado que los sectores vinculados a la economía sostenible han sido protagonistas de la transición energética. *La integración los sistemas híbrido-modulares (Tabla 8) en redes de calor* presentan beneficios ambientales, que incluyen la disminución de la contaminación, (Tabla 9). Sus fortalezas técnicas consisten en la flexibilidad para unir a los consumidores a la red; simplicidad de las instalaciones, ya que la producción de energía es común; fiabilidad de la red, pues reduce el mantenimiento del sistema y proporciona un mayor control del rendimiento del sistema, (Figura 54).



**Figura 54.** Modelo conceptual de sistema híbrido-modular para producción de energía térmica en infraestructura del área de estudio.

No obstante, es necesario que las regulaciones energéticas puedan dar cabida al uso de los modelos propuestos en red para integrar una gestión energética sostenible (Heras-Saizarbitoria et al., 2018).

El *modelo de conversión de la biomasa en biocarbón* muestra que la producción de biocarbón tiene potencial de integración como alternativa al carbón en las cuencas mineras. Según los resultados del análisis de la tecnología de calderas, el consumo de biocarbón es menor que el de los combustibles de biomasa convencionales (Föhr et al., 2016), en particular, la combinación con carbón muestra un rendimiento energético similar en las calderas (Lăzăroiu et al., 2008). El análisis de los parámetros de control en el sistema energético, e.g., la temperatura de la caldera o los flujos másicos, podría mejorar sustancialmente las condiciones operativas finales y las emisiones de GEI relativas a los combustibles fósiles (Dinca et al., 2009; Föhr et al., 2016). En la actualidad, los sistemas existentes podrían permitir el uso exclusivo de biocarbón para la producción de calor y electricidad sobre la base de la tecnología disponible (Wilén et al., 2014). Además, en forma de pellet torrefactado mejora el comportamiento general del combustible y facilita el suministro y la gestión de la energía torrefactados (Bergman, 2015).

*En lo referente al objetivo de la implementación de modelos para la gestión de los recursos estudiados en el área de estudio de las regiones mineras de carbón de España, (Fase III).* Se han desarrollado modelos para el desarrollo de los recursos de biomasa y energía solar mediante conversión termo-energética y termo-química, por medio de las líneas de desarrollo planteadas como alternativa a los sistemas tradicionales de aprovechamiento de carbón, ya que esto permite disminuir la inversión inicial necesaria y tienen un efecto inmediato en el suministro energético en las cuencas mineras de España.

En este contexto, considerando el *sistema de referencia para la producción de biocarbón industrial*, (Tabla 10), el parámetro denominado “P&CE” permite realizar una comparación tecno-económica del carbón y biocombustibles, como el biocarbón. Los sistemas de torrefacción para la tecnología de producción de pellets indican que el biocarbón puede tener una densidad aparente superior a  $750 \text{ kg/m}^3$  con PCI de 19 a 22 MJ/kg, que es razonablemente comparable al carbón subbituminoso (Bergman, 2015; IGME, 2018). El coste medio estimado como referencia del carbón autóctono en España, con un contenido de carbono de alrededor del 60 %, es de unos 60 €/t (IGME, 2018; MITECO, 2018) al que hay que aplicar un coste adicional de derechos de emisión por su conversión energética de alrededor de 25 €/tCO<sub>2</sub> (Brown et al., 2020). Por lo tanto, es posible estimar que unas 0,9 t de carbón equivale energéticamente a 1 t de biocarbón industrial, en base al análisis del PCI, considerando los equivalentes energético y másico en carbono entre el carbón y el biocarbón industrial. Por todo ello, el valor del “P&CE” como equivalente en carbón podría alcanzar unos 110 €/t, que es aproximadamente un 30 % inferior al “P&CE” para el biocarbón industrial (148 €/t). En este sentido, sobre la base del análisis del “P&CE”, el biocarbón proporcionaría una alternativa económicamente viable al carbón una vez que los “CE” estén por encima del equivalente a unos 45 €/t CO<sub>2</sub>, lo que es potencialmente posible teniendo en cuenta que ya han alcanzado más de 50 €/t CO<sub>2</sub> en 2021 (Daskalakis et al., 2009; Sendeco2, 2021). Además, el valor de referencia para llevar a cabo una transición tecnológica, desde un sistema de producción de energía basado en el aprovechamiento de combustibles fósiles a otro equivalente de energías renovables, se define en un rango entre 40 y 60 €/t CO<sub>2</sub> (Graichen et al., 2017).

En este contexto, esta situación de viabilidad se consolida si se tiene en cuenta el coste de las tecnologías maduras de captura de CO<sub>2</sub>, pues se podrían alcanzar escenarios de coste equivalente al rango de entre 65 y 140 €/t CO<sub>2</sub> (Proaño et al., 2020). Por todas estas razones, la combinación de la tecnología disponible de biocarbón podría proporcionar una alternativa viable para la integración de los recursos evaluados en el área de estudio, particularmente en sectores intensivos en carbono y aprovechamiento o transformación de la energía térmica como la generación de electricidad, la producción de cemento y la industria siderúrgica. Tales procesos a desarrollar como proyectos de ingeniería contribuirán a cambiar la percepción social de la energía de las regiones mineras. Adicionalmente, las FER se muestra como un dinamizador de económico y de empleo.

En comparación con las emisiones contaminantes del carbón, se puede observar que el biomasa muestra en su aprovechamiento energético menores emisiones de SO<sub>x</sub>, principalmente como resultado de su menor proporción en su composición. Las emisiones de NO<sub>x</sub> tienen una dependencia más compleja del contenido de nitrógeno. Sin embargo, debido al menor contenido de nitrógeno en la biomasa, normalmente es posible alcanzar menores emisiones. Sin embargo, la emisión de NO<sub>x</sub> tiene una influencia adicional de las configuraciones del horno y del quemador (Cremers et al., 2015). La lluvia ácida es un fenómeno relacionado con la emisión de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, por lo que el uso de biomasa tendrá un efecto positivo en comparación con el carbón. No obstante, dentro de las emisiones potencialmente contaminantes de la biomasa se integran las partículas no retenidas en los procesos de filtrado de los humos y los gases resultantes de una deficiente combustión (e.g., CO o COV's). Adicionalmente, la contaminación fotoquímica se produce cuando la luz solar y compuestos emitidos por la actividad industrial (e.g., CO, COV, CH<sub>4</sub> y NO<sub>x</sub>) interactúan para producir compuestos oxidantes (e.g., el ozono), este fenómeno se manifiesta en forma de niebla. Aunque no se puede afirmar que la contaminación atmosférica sea un problema prevalente en las cuencas mineras, esto no implica que no existan problemas específicos que afectan a zonas particulares a las que sistemas con FER pueden ayudar a combatir (Castells, 2005).

Las zonas correspondientes a las cuencas de Asturias, León y Huesca, respectivamente, son las que muestran unas condiciones más favorables para el desarrollo de la integración de los recursos considerados en relación con el análisis de disponibilidad de recursos y económico. En este contexto, “*La estrategia de transición energética justa de Asturias*” marca un referente en el camino de la transición energética para las regiones mineras carboníferas de España (FAEN, 2023). Esta estrategia destaca la oportunidad que representa el desarrollo de sistemas de producción de energía térmica con biomasa en la zona ZE1 (Asturias), para promover el aprovechamiento en red de los recursos naturales ante la necesidad de instalaciones de *un tamaño suficiente que haga viable la conversión energética biomasa-solar*, ya que la energía solar presenta limitaciones referentes a la disponibilidad temporal del recurso y el marco regulatorio, lo que condiciona la viabilidad de la producción continua de electricidad (Saint-Marc, 2015).

*Por todo ello, los sistemas propuestos y desarrollo permiten cumplir los objetivos de la Tesis Doctoral. Además, contribuirían a suplir las limitaciones planteadas para el cumplimiento de la estrategia de desarrollo de una infraestructura primaria en regiones mineras, para la integración de la biomasa y la energía solar en un suministro continuo de energía que permita combinar ambos recursos y escalar en la integración de sistemas de producción de energía hacia sistemas energéticos más complejos para la producción de energía tanto térmica como eléctrica.*

En este sentido, el desarrollo tecnológico basado en las líneas de investigación planteados dentro del campo conjunto de I+D+i puede contribuir a nuevos sistemas de producción de energía en la concepción integral de las tres fases de producción energía: recurso, tecnología y gestión. No obstante, la viabilidad financiera final se ve afectada por las regulaciones particulares, los costes de implantación, el beneficio industrial, la estabilidad del mercado energético y los impuestos gubernamentales en el área de estudio.



## 6. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones obtenidas son:

1. Existe un alto potencial de expansión para el sector los recursos renovables en las cuencas mineras. Los recursos renovables objeto de estudio, i.e., biomasa y energía solar, se muestran como alternativa al carbón como recurso energético o materia prima en procesos de transformación de recursos energéticos y mineros en las cuencas mineras de España.
2. La metodología multifase desarrollada en el área de estudio proporciona una herramienta para la toma de decisiones en materia integración e implementación de la energía fundamentada en tres etapas correlativas: recursos, tecnología y gestión de la energía a partir del análisis de sistemas de referencia para la conversión de los recursos renovables de energía. La gestión mediante sistemas de producción primaria de energía permite proporcionar energía térmica con beneficios ambientales, económicos y sociales.
3. La biomasa forestal se muestra como el principal recurso de biomasa por su disponibilidad y cantidad en el área de estudio. Los recursos potenciales de biomasa forestal poseen una disponibilidad del 40 %, la biomasa forestal disponible equivale a 11.400 TJ/año. Las zonas ZE1, ZE2 y ZE4, correspondientes a las provincias de Asturias, León y Huesca, presentan un mayor potencial en recursos disponibles de biomasa forestal en el área de estudio.
4. La energía solar media diaria incidente sobre superficie horizontal equivale a unos 14 MJ/m<sup>2</sup> en el área de estudio. Las zonas ZE5 y ZE7, definidas para Zaragoza y Ciudad Real, presentan un mayor recurso solar, lo que muestra un alto grado de integralidad con los recursos de biomasa.
5. El modelo multiparamétrico "*F-método-P*" permite el análisis de la integración de los recursos estudiados para su aprovechamiento energético mediante el concepto de índices de desempeño energético o factores de cobertura en sistemas de producción primaria de energía.

6. El sistema de producción de energía primaria propuesto, sistema de referencia híbrido-modular, combina bioenergía y energía solar de una forma sostenible para producir 250 kW<sub>th</sub> con un promedio del 70 % de suministro de bioenergía en las ZE, siendo capaz de producir el equivalente a 20.000 l/día como ACS a 60 °C. El sistema energético híbrido-modular permite integrarse en red en los sistemas de energía y cadenas de suministro existentes para el carbón en el área de estudio.
7. El análisis de los indicadores de desempeño del sistema energético híbrido-modular, correspondientes a factores de cobertura muestran un valor mínimo para el “fs” de 0,2 por mes durante el año. Mientras tanto, los parámetros “fb” y “fb/s” pueden alcanzar valores de 0,8 y 3,6 en el mismo período en el área de estudio. Por todo ello, la energía térmica se muestra como un mecanismo de conversión eficiente para la integración primaria de los recursos estudiados en la gestión de la energía.
8. La conversión de los recursos disponibles mediante el sistema de referencia híbrido-modular es viable tecno-económicamente en el área de estudio y equivale en total a 1.165 MW<sub>th</sub>, siendo capaz de suministrar energía térmica de equivalente a la demanda de 170.000 viviendas unifamiliares. Además, su desarrollo podría crear unos 28.050 empleo-año. El aprovechamiento de estos recursos permite disminuir el consumo de carbón y reducir sus emisiones contaminantes de sistemas energéticos equivalentes potencialmente productores de lluvia ácida y efecto invernadero.
9. El sistema de producción de biocarbón permite la conversión de la biomasa en biocarbón manteniendo al menos el 80 % de la masa y el 90 % de la energía de la biomasa inicial. El biocarbón industrial, como pellet torrefactado de biomasa, posee un coste medio de unos 148 €/t, donde un coste de derechos de emisión superior a 45 €/t CO<sub>2</sub> le permitirá ser directamente generar escenarios de desarrollo e implementación para ser competitivo con el carbón en sistemas de producción de energía en el área de estudio.
10. Las principales barreras, que deben superarse para garantizar la viabilidad de la implementación final de los sistemas de conversión de energía considerados, son tecnológicas, legales y comerciales particulares de cada proyecto individual. No obstante, se debe estimular la Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) y la colaboración de la industria para el desarrollo de los proyectos de desarrollo. Para ello, es necesario destinar los recursos necesarios para la mejora de estas tecnologías y planificar su difusión mediante incentivos para el cumplimiento de los objetivos a planteados en la UE.

Las presiones técnicas, ambientales y sociales para reducir el uso de combustibles fósiles y abordar el cambio climático, junto con la disponibilidad de FER, están transformando muchas regiones mineras. Los resultados mostrados recogen la importancia y viabilidad de los modelos sustentados en la integración multidisciplinar de la conversión de la energía desde el recurso hasta la gestión final de la energía primaria producida para su aprovechamiento.

## 7. TRABAJOS FUTUROS

La metodología multifase propuesta permite analizar la conversión energética de recursos renovables en sistemas de producción de energía. Por todo ello, como trabajos futuros posteriores a la realización de esta Tesis Doctoral se proponen, por sus aplicaciones en las cuencas mineras de España, los que se indican a continuación:

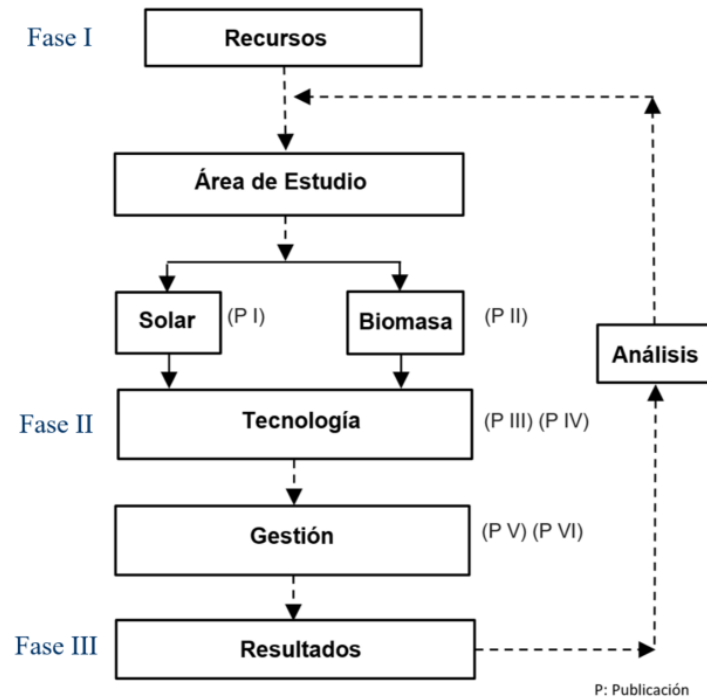
- . Estudio del proceso de combustión de la biomasa forestal, y como biocarbón, en sistemas de producción de energía mediante hibridación con otras FER.
- . Análisis de la conversión de la energía solar en sistemas de producción de energía basados en la hibridación con otras FER.
- . Integración del proceso de torrefacción de la biomasa de la energía solar como fuente de calor.
- . Evaluación del comportamiento de los sistemas de energía modulares planteados mediante el análisis de su conversión termo-energética en red.
- . Estudio de la producción de hidrógeno, durante la pirólisis para la obtención del biocarbón, como vector energético y almacenamiento de energía mediante procesos termo-químicos.

## 8. COMPENDIO DE PUBLICACIONES

Publicaciones de la Tesis Doctoral y sus referencias desde los puntos de vista del recurso, la tecnología y la gestión de manera directa dentro de la línea de investigación “*Recursos, Tecnología y Gestión Energética*” definida en el Programa de Doctorado en Energía y Control de Procesos:

- **Publicación I, Fase I: Recurso solar**, identificación del recurso solar, “Paredes-Sánchez, J. P., Las-Heras-Casas, J., & Paredes-Sánchez, B. M. (2019). *Solar Energy, the Future Ahead. In Advances in Sustainable Energy* (pp. 113-132). Springer, Cham. DOI: 10.1007/978-3-030-05636-0\_6”.
- **Publicación II, Fase I: Recurso biomasa**, caracterización del recurso de biomasa, “García Nieto, P. J., García-Gonzalo, E., Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P. (2022). *Forecast of the higher heating value based on proximate analysis by using support vector machines and multilayer perceptron in bioenergy resources. Fuel*, 317, 122824. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.122824”.
- **Publicación III, Fase II: Tecnología para la integración de la conversión energética renovable mediante modelos multifase**, parametrización de la biomasa para su procesamiento y mejora como biocombustible, “Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., García-Nieto, P. J. (2020). *Energy multiphase model for biocoal conversion systems by means of a nodal network. Energies*, 13(11), 2728. DOI: 10.3390/en13112728”.
- **Publicación IV, Fase II: Tecnología de conversión energética en sistemas de producción primaria de energía**, caracterización de sistemas de producción de energía térmica como sistemas de conversión primaria de la energía, “Paredes-Sánchez, B. M., Paredes, J. P., Caparrini, N., Rivo-López, E. (2021). *Analysis of district heating and cooling energy systems in Spain: resources, technology and management. Sustainability*, 13(10), 5442. DOI: 10.3390/su13105442”.
- **Publicación V, Fase III: Gestión energética para la implementación de recursos energéticos híbridos conforme a modelo “F-Chart-P” en entornos mineros**, modelo de análisis multiparamétrico “F-Método-P” para la integración de la biomasa y la energía solar en sistemas de producción de energía en entornos mineros, “Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., García-Nieto, P. J. (2022). *Evaluation of Implementation of Biomass and Solar Resources by Energy Systems in the Coal-Mining Areas of Spain. Energies*, 15(1), 232. DOI: 10.3390/en15010232”.
- **Publicación VI, Fase III: Gestión energética de sistemas de conversión de energía basados en la integración de biocombustibles en entornos mineros**, modelo de análisis para la obtención de combustible sólido de biomasa para su implementación en el modelo de análisis multiparamétrico en entornos mineros, “Paredes, B. M., Paredes, J. P., García, R. (2023). *Integration of biocoal in distributed energy systems: A potential case study in the Spanish coal-mining regions. Energy*, 263, 125833. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125833”.

La Figura 55 representa la integración de estas publicaciones en el desarrollo de la Tesis Doctoral conforme a la línea de investigación de Recursos, Tecnología y Gestión Energética del Programa de Doctorado en Energía y Control de Procesos.



**Figura 55.** Esquema de integración del proceso de publicaciones en la estructura base de la Tesis Doctoral.

## **8.1. *Publicación I.* Fase I: Recurso solar**

# SOLAR ENERGY, THE FUTURE AHEAD

José Pablo Paredes Sánchez<sup>1,\*</sup>, Jesús Las Heras Casas<sup>2</sup> and Beatriz María Paredes Sánchez<sup>3</sup>

<sup>1,\*</sup> University of Oviedo, School of Mining, Energy and Materials Engineering of Oviedo, Department of Energy, C/Independencia, 13, 33004 Oviedo, Principado de Asturias, Spain. Corresponding author, e-mail: [paredespablo@uniovi.es](mailto:paredespablo@uniovi.es)

<sup>2</sup> University of La Rioja, School of Industrial Engineering, Department of Mechanical Engineering, C/San José de Calasanz, 31, 26004 Logroño, La Rioja, Spain. e-mail: [jesus.las-herasc@unirioja.es](mailto:jesus.las-herasc@unirioja.es)

<sup>3</sup> University of Oviedo, School of Mining, Energy and Materials Engineering of Oviedo, Department of Energy, C/Independencia, 13, 33004 Oviedo, Principado de Asturias, Spain. Corresponding author, e-mail: [uo19070@uniovi.es](mailto:uo19070@uniovi.es)

## ABSTRACT

Climate change due to greenhouse gas (GHG) emissions from fossil fuels has led to channel resources in the commercial use of renewable energy sources. Solar energy is one of the most potential energy sources, that is not fully exploited despite the technology available to obtain both thermal and electrical energy. This paper evaluates solar energy from a point of view of potential, technology and future challenges. Results of research on the solar implementation are shown. Solar energy is shown as a source of energy, in a good position to help meet its growing demand for clean energy in energy systems.

**Keywords:** Energy Management; Energy Conversion; Renewable Energy System; Solar.

## 4.1 INTRODUCTION

The world is going through a phase when it is important to consider energy supply forms other than those that have been used up to now, taking into consideration the critical situation the environment is in, due to man's actions [1].

The population increases and keeps developing, thus, increasing the consumption of natural resources. Many of those resources used up to now, commonly known as fossil fuels (i.e. coal, oil or natural gas), have an expiration date, so they cannot be consumed forever, even less at the rate that is being done, which is getting greater every day. Added to this, is the problem that the production of energy through fossil fuels generates a lot of pollution due to greenhouse gas (GHG) emissions, affecting the environment and, in this way, increasing the possibility of rapid development of climate change. The Kyoto Protocol and the Copenhagen Summit were countries' initiatives to stop the growing threat to the environment due to carbon emissions. The solution to these problems comes hand in hand with renewable energies [2].



49 The Sun is the main source of energy for all processes taking place on our planet.  
50 Likewise, all the different forms of energy except nuclear power are, directly or indirectly,  
51 originally based on solar energy. Some of these energies, product of the transformation  
52 of solar energy, are generated continuously and abundantly, and are not consumed at the  
53 moment of their transformation into a new type of energy suitable for human use.

54  
55 One of the most promising renewable technologies is solar energy. The Sun is a star  
56 located at a medium distance from the Earth, approximately  $1.5 \cdot 10^{11}$  m, and its apparent  
57 surface temperature is 5778 K. It is an almost perfect plasma sphere, with an internal  
58 convective movement that generates a magnetic field. Almost four million exajoules (1  
59 EJ =  $10^{18}$ J) of solar energy reach the earth annually, of which, about  $5 \cdot 10^4$  EJ are likely  
60 to be harvestable [3]. About three-quarters of the Sun's mass consists of hydrogen; the  
61 rest is mainly helium, with much smaller amounts of elements that include oxygen,  
62 carbon, neon and iron. The origin of solar energy is the nuclear fusion reactions occurring  
63 in the core. Due to the high pressures that exist in this area of the Sun, hydrogen atoms  
64 fuse to form helium, releasing a large amount of energy in this process.

65  
66 Solar energy reaches the Earth's surface after previously interacting with the atmosphere.  
67 Solar energy presents a specific feature which is high dispersion. Water steam, ozone,  
68 carbon dioxide and oxygen are the main absorbent gases of the solar radiation spectrum.  
69 Other elements such as dust diffuse solar radiation, hence reaching the earth's surface  
70 from all directions. This radiation is known as diffuse radiation. The part of the radiation  
71 that reaches the earth's surface without having been diverted from its path from the Sun  
72 is known as direct radiation. It is also necessary to note that the solar resource is highly  
73 variable due to aspects such as the weather and seasonal cycles (i.e. daily and annual),  
74 Fig.1.

75  
76



77  
78  
79  
80  
81

**Fig.1.** The Sun in partly cloudy skies.

82 Now, our interest is focused on finding out the radiation that the surface of the earth  
83 receives, but not that which is perpendicular to the solar rays, but in general; in a plane  
84 with any orientation and inclination. When the receiving surface on which we intend to  
85 capture the incident energy is not horizontal, a third component appears, which is the  
86 radiation reflected by the earth's surface [4]. This means that, in order to obtain high  
87 energy densities, either large catchment areas or solar concentration systems are needed.  
88 All this affects the design of harvesting technologies.

89  
90 Solar energy is the most abundant and inexhaustible source of energy. Solar energy has  
91 common applications such as photovoltaic energy, which transforms solar energy into  
92 electricity, and photothermal energy, which transforms solar energy into heat. The most  
93 promising solar energy conversion techniques consist of the use of solar energy systems  
94 for the production of heat and electricity.

95  
96 The term *solar thermal* refers to those systems that convert solar energy directly into  
97 useful heat, which is transferred to a specific medium. The term *solar electric*, on the  
98 other hand, refers to those strategies that allow the conversion of solar energy into  
99 electricity. There are other alternatives available, such as thermal collectors coupled with  
100 a Stirling engine or a Rankine cycle.

101  
102 Photovoltaic solar energy produces electricity directly from solar radiation by means of a  
103 semiconductor device called *photovoltaic cell*, or else, by deposition of metals on a  
104 substrate named *thin-film solar cell*. This type of energy is mainly used to produce large-  
105 scale electricity through distribution networks, but it can also feed countless applications  
106 and autonomous devices, as well as supply mountain huts or houses isolated from the  
107 electrical grid.

108  
109 Thermal solar energy consists of capturing the Sun's radiation and transforming it into  
110 heat to apply it widely. Thus, the first step in the use of solar energy is its capture, an  
111 aspect in which two systems with very different characteristics can be distinguished:  
112 passive systems and active systems.

113  
114 *Active solar energy* is based on the capture of solar radiation by means of a catcher. For  
115 solar thermal energy, a solar collector is a device capable of capturing the energy provided  
116 by solar radiation, using it to heat a given fluid at a certain temperature. Depending on  
117 the temperature, they can be high, medium or low-temperature collectors.

118  
119 Solar Concentration Systems (SCS) generally collect solar radiation and use water or  
120 other means to generate energy, while photovoltaic (PV) technology converts sunlight  
121 directly into electricity, depending on the photoelectric effect [5].

122  
123 *Passive solar energy*, also known as bioclimatic architecture, does not need any device to  
124 capture solar energy. It captures solar energy through the application of different  
125 architectural elements, with slight modifications of its conventional basic design, which  
126 serve to transform the construction itself into an instrument for capturing, accumulating  
127 and distributing energy.

## 128 129 130 **4.2 STATE OF THE ART**

131

132 At present, the most mature and reliable renewable energies are increasing and are  
133 competitive against conventional energy sources. Wind, solar and bioenergy are on the  
134 way and, in some circumstances, have overcome economic constraints. In all, the  
135 proportion of renewable energy in the final overall energy consumption is increasing. In  
136 2012, renewable energy provided an estimated 19% of the global final energy  
137 consumption, and it increased to 24% in 2014 [6].

138  
139 The photovoltaic effect was discovered by the French physicist Alexandre-Edmond  
140 Becquerel in 1839, when he observed that certain materials produced small amounts of  
141 electric current when exposed to light. Between 1955 and 1975, the first companies that  
142 commercialized cells based on silicon semiconductors for applications destined mainly  
143 to space or military field arise. At present, photovoltaic energy is used in isolation to  
144 generate small amounts of electricity in areas far from the electricity network, or directly  
145 as elements of power generation injected into the network [7].

146  
147 Depending on the type of application, different materials such as amorphous or  
148 monocrystalline silicon, cadmium telluride or Copper-Indium-Gallium-Selenium (CIGS)  
149 are used, and research is continuing into materials and configurations that increase cell  
150 performance. The CIGS is used mainly for its high photovoltaic efficiency to build solar  
151 panels [8].

152  
153 From ancient times, different cultures such as Chinese or Greek, knew how to concentrate  
154 sunlight on curved reflective surfaces of polished metal to burn objects. During the  
155 seventeenth and eighteenth centuries, an attempt was made to design mirrors with a larger  
156 area to achieve higher temperatures in the focus of the curved surface. It is from the  
157 beginning of the energy crisis, with the increase in oil prices in the early 70s of the 20th  
158 century, that different types of technologies, including solar, experienced growth. Most  
159 of the works and industrial designs in solar concentration projects as they are known today  
160 were carried out from the mid-70s to the early 90s. Solar thermal collectors are devices  
161 used to capture solar radiation and transmit it to a heat transfer fluid for later use. They  
162 are divided into two large groups:

- 163  
164 - *Solar collectors without concentration*: they do not exceed ca. 80 °C, so they are  
165 used in the applications of low temperature thermal solar energy. They are  
166 characterized by not having concentration systems, so the ratio between the  
167 surface of the collector and the absorption surface is practically 1.  
168  
169 - *Concentration solar collectors*: they use concentration methods with optical  
170 elements (e.g. lenses or mirrors). These devices, of more complex design, can  
171 capture and concentrate solar radiation, raising the temperature of the heat transfer  
172 fluid above 80 °C. They are applied in the field of medium and high temperature  
173 solar thermal energy. The main complication they have is that they need a tracking  
174 system to ensure that the collector is permanently oriented towards the Sun.

175  
176 Concentrated Solar Power (CSP) systems generate solar power by using lenses or mirrors  
177 to concentrate a large area of sunlight, or solar thermal energy, onto a small area. This  
178 allows for high thermal performance in a region of space and to transform this energy  
179 into work.

181 CSP plants, due to their capacity to generate electricity on a large scale and the possibility  
182 of integrating thermal storage and hybridization with fossil fuel backup devices, are  
183 intended to supply a significant part of the demand based on the use of solar energy. At  
184 present, there are viable concentration technologies that share the same market niche as  
185 for photovoltaic and gas and coal electricity generation plants.

186

187 Solar Power Tower (SPT) systems are one of the promising technologies for the  
188 production of solar electricity, where direct solar radiation is reflected and concentrated  
189 in a field of giant mirrors (heliostats) onto a receiver located at the top of a tower [9] that  
190 acts as a boiler. The recirculation of a heat transfer fluid that absorbs radiation allows  
191 generating steam, which is injected into a turbine to generate electricity. The field of  
192 heliostats usually moves in two of its axes, typically azimuth and elevation, with respect  
193 to the Sun.

194

195 Parabolic Trough (PT) systems are composed of several meters of parabolic shaped  
196 mirrors that are able to concentrate solar radiation in its focus. In this location is usually  
197 placed a tube through which a thermally efficient fluid flows that absorbs the collimated  
198 radiation. Typically, it is usually synthetic oil that reaches temperatures close to 400 °C.  
199 By pumping the fluid into exchanger tanks, sufficient energy is obtained to move a  
200 turbine. The field usually pivots on its central axis moving continuously with the Sun. PT  
201 applications include a desalination process, an air heating system, power plants,  
202 refrigeration and industrial heating [10].

203

204 Linear Fresnel Reflectors (LFR) collectors use an online focus system similar to PT  
205 concentrators, where solar radiation concentrates in an inverted linear collector, raised by  
206 a series of almost flat reflectors. These reflectors are placed at different angles so that  
207 sunlight can be directed to any side of a fixed receiver [11]. With the advantages of low  
208 structural support costs, fixed fluid joints, receiver separated from the reflector system,  
209 and long focal lengths that allow the use of conventional glass. Recent designs consider  
210 less expensive reflector materials and collector components that reduce optical  
211 performance. However, this lower performance is offset by low investment and operation  
212 and maintenance costs. It is considered as a technological alternative of lower cost than  
213 PT technology. Fresnel lenses are widely used in other fields, such as hydrogen  
214 generation, photobioreactors and photochemical reactions, surface modification of  
215 metallic materials, solar lighting and laser pumped by solar energy [12].

216

217 Parabolic dishes (PD) are formed by small units that make up a disk-shaped surface that  
218 moves in two axes with respect to the Sun. The disk concentrates the light on a receiver  
219 located in its focus, where temperatures close to 750 °C are reached. By recirculating a  
220 fluid, a thermal transfer is made that is used to generate electricity in microturbines or  
221 Stirling motors placed in the receiver. Currently, PD systems present improvements such  
222 as a lightweight structure, a balanced design, low-cost mirror panels of high-quality, and  
223 they can be deployed quickly with little labour in the field [13].

224

225 Enclosed Trough (ET) systems are based on a design that encapsulates the thermal solar  
226 system, similar to the PT, within a greenhouse-like site. This greenhouse creates a  
227 protected environment to withstand the elements that may negatively affect the reliability  
228 and efficiency of the solar thermal system [14]. A one-axis tracking system positions the  
229 mirrors in order to recover the optimal amount of sunlight. The mirrors concentrate  
230 sunlight and focus it on a network of stationary steel tubes, also suspended from the

231 structure of the greenhouse. The heat transfer fluid flows along the entire tube that goes  
232 through said greenhouse capsule where it is transformed into steam upon contact with  
233 intense solar radiation.

234

235 Currently, SPT and PT are mature technologies commercially implemented [11]. Disk-  
236 based platforms require further technological development before it becomes fully  
237 competitive. In the future, a decline in the prices of the components is expected as demand  
238 increases with the number of industrial plants in operation, by virtue of the type of energy  
239 demand to be covered.

240

241 Due to all the above, it is necessary to make a study relating to the available solar energy  
242 systems, in order to satisfy the growing demand in the use of solar energy according to  
243 each type of application.

244

245

### 246 **4.3 SOLAR ENERGY TECHNOLOGY**

247

248 Solar collectors are specific types of heat exchangers that absorb solar radiation and then  
249 turn it into useful heat transferred to a working fluid. Depending on the range of thermal  
250 utilization, three types of solar thermal energy are singled out: low, medium and high  
251 temperature ones. Low temperature solar thermal energy is applied up to a maximum of  
252 80 °C, for example, to obtain DHW and hot water or air for residential heating. The  
253 medium temperature one, between 80 °C and 250 °C, is used to produce steam in  
254 industrial processes, and small-scale electrical energy. Lastly, is the high temperature one,  
255 which requires temperatures over 250 °C, and is applied, mainly, for large-scale  
256 electricity production.

257

258

#### 259 **4.3.1 LOW TEMPERATURE**

260

261 Solar thermal energy is responsible for collecting energy from the Sun's rays and  
262 generating heat to meet specific needs, such as heating or domestic hot water (DHW).

263

264 The main component of a solar power installation is the converter, also called collector.  
265 Solar thermal collectors capture solar radiation and turn it into heat energy by means of a  
266 fluid. The working fluid is at a temperature below the water boiling point, that is, about  
267 100 °C at 1 atmosphere of pressure, under normal conditions. The collectors used can be  
268 shallow solar tanks (40-60 °C), deep solar tanks with a salt gradient (40-90 °C), flat  
269 collectors (30-90 °C), vacuum tubes (80-120 °C) or low concentration collectors. They  
270 are collectors without solar tracking, and of little or no concentration, that is, they use  
271 solar energy with the same intensity as it naturally falls upon the collector. The water can  
272 be circulated inside the circuits by means of a thermosiphon, taking advantage of the  
273 different density of the water at different temperatures, or by means of a circulation pump.  
274 Although, with a circulation pump, an external supply of electricity is required.

275

276 If the purpose is to turn solar radiation into heat, what takes place in the collector is: (1)  
277 the transformation of solar energy into heat and (2) the transfer of heat to the thermal fluid  
278 circulating in the converter. The energy balance allows obtaining the part of the heat that  
279 is lost by transfer to the atmosphere and the part that is transferred to the thermal fluid.

280

281 To determine the heat losses of the collector, it is necessary to know its thermodynamic  
282 behaviour. The solar thermal collectors are composed of the following elements:

283

284 - *Cover*: it should be made of a transparent material, usually glass, but there are  
285 certain plastics that can also be used, with the advantage of being cheaper and  
286 more manageable. The purpose of the roof is to minimize the heat losses by  
287 convection and radiation, therefore, its transmittance must be the highest possible.

288

289 - *Air channel*: it is the space between the roof and the absorbent plate, which may  
290 be empty, or not. In order to calculate its thickness, the losses due to convection  
291 and the high temperatures that can occur if it is too narrow must be balanced.

292

293 - *Absorbing plate*: it is the element that absorbs the solar energy and transmits it to  
294 the liquid flowing through the pipes. The main feature required by the absorbing  
295 plate is large solar absorption and low thermal emission. To meet this requirement,  
296 combined materials are used to obtain the best absorption/emission ratio.

297

298 - *Pipes or ducts*: the tubes are in contact (sometimes even welded) with the  
299 absorbent plate to maximize the exchange of heat energy by thermal conduction.  
300 The liquid circulating through the tube heats up and carries this heat to the  
301 accumulation tank.

302

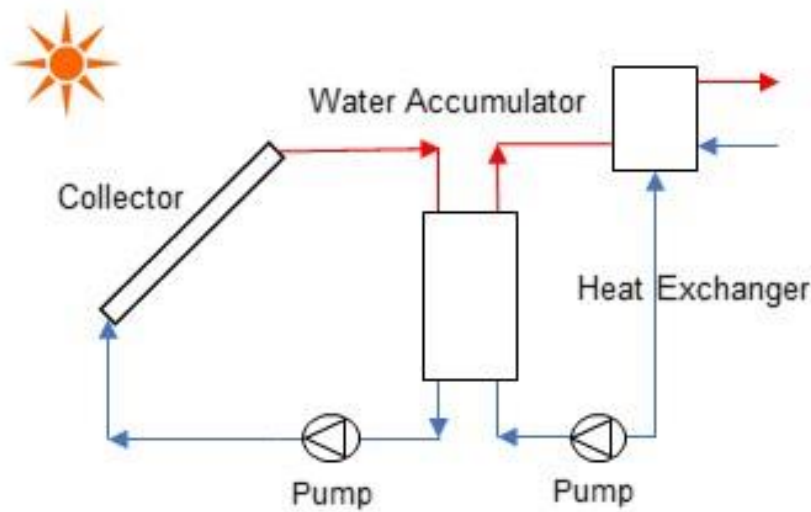
303 - *Insulating layer*: the purpose of the insulating layer is to coat the system so as to  
304 avoid thermal losses. In order to have the best insulation possible, the insulating  
305 material must be of low thermal conductivity.

306

307 The main design parameter of the installation is the area of collectors required to produce  
308 the heat demand for the process. The area of collectors required depends on the solar  
309 radiation intercepted, the heat losses of the collector itself and the heat losses of the rest  
310 of the installation.

311

312 A low temperature solar thermal installation consists of solar collectors, two water  
313 circuits, a primary one and a secondary one, a heat exchanger, an accumulator, an  
314 expansion vessel and pipes, Fig. 2.



**Fig. 2.** Drawing of a basic thermal solar system.

315

316

317

318 In the member countries of the IEA (International Energy Agency), 75% of the energy  
 319 consumed in buildings is used as heat for domestic hot water (DHW) and heating [15]. In  
 320 Europe, approximately 49% of the final consumption of primary energy is thermal, so  
 321 80% is intended for applications with temperatures below 250 °C.

322

323 Solar district heating is related to large installations, which are used to produce heat for  
 324 district heating systems. Solar heating systems use solar collectors and a liquid handling  
 325 unit to transfer heat to the circulating load, usually through storage. This system needs  
 326 additional heat generation capacity to ensure that all the consumers' necessities for heating  
 327 are met in periods of insufficient sunlight or during the winter. This additional heat can  
 328 be obtained by auxiliary boilers or by combined heat and power (CHP) generation plants.

329

330 The advantage of the system is that it uses a CO<sub>2</sub>-free energy source. The efficiency is  
 331 higher if the temperature level of the district heating system is relatively low. Due to  
 332 climatic variations during the year, it is less expensive to have 100% coverage of the  
 333 heating demand than to have partial load coverage. For instance, in Denmark, this system  
 334 can cover between 10% and 25 % of the annual heating demand [16].

335

336 The main disadvantage is its high investment cost. Technology without seasonal storage  
 337 needs a backup energy source that can be based on biofuels, waste or fossil fuels such as  
 338 natural gas, oil or coal. Other possibilities are the use of combined heat and power (CHP)  
 339 generation plants or the use of heat pumps.

340

341

#### 342 **4.3.2 MEDIUM TEMPERATURE**

343

344 The medium temperature technology is intended for those applications that require high  
 345 temperatures. From 80 °C, conventional flat collectors have practically zero efficiency so,  
 346 when steam between 100 °C and 250 °C is needed, a different type of collection element  
 347 must be used. This branch of solar energy is aimed at promoting the use of solar energy

348 for applications that demand thermal energy, that is, heat within the range of 125° C and  
349 400° C. To achieve higher temperatures, it is essential to concentrate the solar radiation.

350

351 - *Vacuum collectors*: they are an intermediate solution between the flat collectors  
352 and the medium temperature ones, because they allow reaching up to 120 °C.

353

354 - *Concentration collectors*: they allow reaching higher temperatures. The most  
355 developed concentrators at present are those of reflection by means of mirrors  
356 that, for this temperature range, corresponding to linear concentrators with a  
357 parabolic-cylinder reflective surface.

358

359 Basically, the collector consists of a cylinder-parabolic mirror that reflects all the solar  
360 radiation it receives onto a glass tube arranged along the focal line of the mirror, which  
361 holds the absorbent surface that is in contact with the heat-fluid-carrier, also called  
362 working fluid. This arrangement of the absorber and the fluid aims to reduce convection  
363 losses. The working fluid reaches temperatures of up to 400 °C. The collectors used are:  
364 (1) Parabolic concentrators and cylinder with vacuum; (2) Cylindrical reflectors with  
365 tracking on one axis; (3) Fresnel reflectors; (4) Fixed reflector with mobile focus on a  
366 line; and (5) Hemispheric reflector with moving focus on one point.

367

368 Most projects based on CSP technologies, which are currently under development or  
369 construction, are based on PT technology. The first CSP power plant without thermal  
370 storage was built in California, United States (US), in 1991 [17]. Various types, materials  
371 and structures of solar collectors have been extensively explored, and a multitude of  
372 systems of heat transport, storage and conversion of electricity have been tested [11].

373

374 Every aspect of the CSP that has progressed, especially in the last decade, has been  
375 oriented toward the expansion of the efficiency of the electric solar energy production.  
376 Another aspect to be considered is the economic viability compared to that of fossil fuels  
377 [18]. To ensure regular production and the required capacity, all CSP plants, with or  
378 without storage, are equipped with fuel backup systems. Compared to wind and  
379 photovoltaic energy, CSP with thermal storage guarantees a greater capacity factor and  
380 availability of the plant.

381

382 Due to several unique and significant advantages of CSP, energy can be generated on  
383 demand by combining CSP technologies with thermal storage, and the performance of  
384 both can be improved if they are integrated with conventional energy sources in hybrid  
385 mode. This aspect may draw the attention of researchers and industries in the energy  
386 sector.

387

388 The main advantages associated with PT are that they use the most mature and  
389 commercially viable CSP technology, modular systems, storage capacity and investment  
390 costs, hybrid concept and commercially proven operating costs. Some of the major  
391 disadvantages associated with PT technology are high thermal losses, the lack of an ideal  
392 medium for heat transfer, and the long pipes that extend between the matrix and the steam  
393 generating plant. Typical PT plants range between 14 and 80 MW and are mainly found  
394 in Spain and the US.

395

396 Some of the main advantages of the LFR technology are readily available materials, lower  
397 manufacturing and installation costs compared to parabolic troughs, direct steam



398 generation by using water as a heat transfer fluid, the possibility of hybrid operations and  
399 lower loss of heat transmission. The disadvantages associated with LFR are: its  
400 performance, commercial investment and operation costs have not yet been fully proven,  
401 solar efficiency to electricity is 8-10%, which is lower than that of PT and a complex  
402 combination with thermal storage. LFR plants are operational since 2008 in the US,  
403 Australia and Spain, with capacity up to 5 MW.

404

405 The main advantages of PD technology are that it has more than 30% conversion  
406 efficiency without needing refrigeration, great suitability for remote and independent  
407 operations; modular system, not restricted to flat terrain; easy to manufacture and mass  
408 production facility due to the use of existing parts. Some of the disadvantages of this  
409 technology are the absence of large-scale commercial plants, the lack of commercially  
410 proven investments, the operating and performance costs, and the difficulty to connect to  
411 the network to transmit the energy. PD systems still require much more development. The  
412 current cost of energy for dish technologies almost doubles that of the parabolic trough  
413 collector systems.

414

415 In the member countries of the IEA, the industrial heat consumption of low-medium  
416 temperature accounts for, approximately, 50% of the industrial heat and around 5% of the  
417 total demand. These values are highly indicative of the enormous potential of solar  
418 thermal energy to replace fossil fuels in industrial applications. Spain is considered one  
419 of the largest producers of electricity CSP. Apart from that, several projects in the United  
420 States and North Africa are in planning stages or under construction.

421

422

### 423 **4.3.3 HIGH TEMPERATURE**

424

425 When we talk about high-temperature solar thermal energy, we refer to those solar  
426 collectors that work at temperatures above 500°C. They are used to generate electricity.  
427 Temperatures higher than 1000 °C are easily reached using parabolic troughs and tower  
428 centers with a lot of heliostats, mirrors with a fitted two-axe solar tracking system located  
429 around it, thereby increasing the concentration of the solar radiation. It is based on the  
430 use of electric generators of conventional technology, with the difference that the thermal  
431 energy required to drive the fluid through the blades of the turbine that moves the  
432 generator is produced, in turn, by solar energy.

433

434 The main advantages associated with ST technology are greater efficiency in the medium  
435 term due to the possibility of reaching higher temperatures, more suitable for dry cooling  
436 than a parabolic channel, and easy installation in mountainous areas. The main  
437 disadvantages of this technology are due to the low commercial availability,  
438 commercially proven operation, investment costs and demonstrated performance. In the  
439 1980s and 1990s, two 10 MW ST power plants were installed in California, US.

440

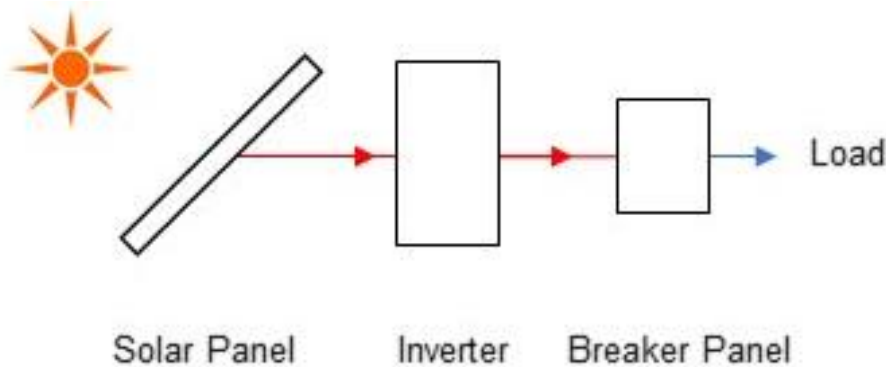
441

## 442 **4.4 NEW TECHNOLOGIES**

443

444 The PV has experienced great development, boasting different configurations depending  
445 on size and location. For domestic installations, a fixed configuration oriented in a north-  
446 south direction is usually used. For industrial or generation applications, this  
447 configuration can be maintained. However, the arrangement of panels on a structure that

448 rotates around one or two of its axes is becoming more habitual. In this way, an increase  
449 in the performance of each panel is attempted, maximizing the normal incidence of solar  
450 radiation on the cell. The fundamental components of a photovoltaic plant are usually:  
451 (1) solar panel; (2) an inverter; (3) a transformer and protections; and (4) electrical  
452 equipment. Fig. 3 shows a configuration diagram of a PV system.  
453



454 **Fig. 3.** PV basic system diagram  
455  
456

457 Transparent solar cells are very difficult devices to manufacture, but they have the  
458 potential to be used for a large number of applications. The challenge lies in the fact that  
459 transparency intrinsically comes into conflict with the concept of photonic absorption.  
460 The photovoltaic principle is to absorb photons and turn them into energy, while  
461 transparency means letting as many photons pass as possible. However, the transparent  
462 solar cell technology is highly desirable, especially for architects and automobiles  
463 equipment designers [19].  
464

465 Technologies such as the use of the solar chimney (SC) for power generation have proven  
466 to be a promising approach for future applications. The solar chimney power plant (SCPP)  
467 combines three familiar components: (1) a solar collector; (2) an SC located in the center  
468 of the collector; and (3) a power conversion unit (PCU) that includes one or more turbine  
469 generators. The turbines are driven by the airflow produced by the buoyancy resulting  
470 from the greenhouse effect inside the collector.  
471

472 Little maintenance and no fuel or cooling water are needed for the SCPP. A major  
473 problem with SCPP is its low energy conversion efficiency, as determined by the thermal  
474 performance of the system. However, the conversion efficiency of SCPP increases with  
475 height SC. For commercial power plants that produce energy economically, not only a  
476 large collector area is needed to collect solar energy, but an enormous SC is also required  
477 to obtain a great driving force and produce a large volumetric flow to power large turbines  
478 [20]. This technology has been verified by the successful construction and operation of  
479 the prototype SCPP Manzanares (Spain) 50 kW.  
480

481 Solar energy can be used for thermal and cooling purposes. In the last two decades, the  
482 demand for residential refrigeration has increased exponentially, creating a significant  
483 demand in the electricity grid during the summer months. The implementation of solar  
484 cooling systems could help reduce this energy consumption and, consequently, reduce  
485 the GHG emissions released into the atmosphere as a result of generating the electricity  
486 required to power typical air conditioners.

487

488 The basic solar cooling system can be divided into three main components: (1) solar  
489 energy collection element; (2) refrigeration cycles; and (3) the application in different  
490 temperature ranges. The appropriate technology for each application can be selected  
491 mainly based on the cooling demand and the required temperature ranges. The  
492 performance change in solar thermal cooling technologies is based on the hot water  
493 temperature [21]. Solar cooling technologies can be classified into three categories: (1)  
494 solar electrical; (2) thermal; and (3) combined power/cooling cycles.

495

496

#### 497 *a. Solar Electrical Cooling*

498

499 *Solar Electrical Cooling* consists of a photovoltaic panel and an electric cooling device.  
500 Photovoltaic cells transform light into electricity through the photoelectric effect. Many  
501 of the solar electric cooling systems are made for independent operation. The energy  
502 produced by photovoltaic solar cells is supplied to the thermoelectric system, the Stirling  
503 cycle or the normal vapor compression systems [21].

504

505 *Thermo-electric Cooling* uses the Peltier effect to make a temperature gradient of two  
506 types of semiconductor materials. The Peltier Effect can be defined as the presence of  
507 heating or cooling at the junction of two different conductors due to the electricity flow.  
508 The main disadvantage is the low coefficient of performance (COP), although it has a  
509 high potential in specific applications, such as electronic cooling devices, where  
510 thermoelectric is preferred due to its small size and low electricity consumption.

511

512 *The Solar Powered Vapor Compression Cooling System* is about converting solar  
513 radiation into DC power in the photovoltaic panel, which is supplied to a conventional  
514 vapor compression system. The system's coefficient performance depends on the  
515 photovoltaic panel efficiency. The most important feature is the voltage, which must be  
516 close to that which produces the maximum possible power in order to run the system most  
517 efficiently.

518

519 *Stirling Refrigeration System* converts mechanical energy into thermal energy, based on  
520 the use of a Stirling motor. Solar refrigeration offers a wide variety of cooling techniques  
521 powered by solar collector-based thermally driven cycles and photovoltaic (PV)-based  
522 electrical cooling systems.

523

524

#### 525 *b. Solar Thermal Cooling*

526

527 Solar energy conversion systems can be used to transform solar thermal energy both in  
528 cooling and heating through chemical or physical processes [22].

529

530 *Solar Cooling Cycles by Open Sorption* provide cold, dehumidified air according to the  
531 room air comfort conditions. They are called open systems because water is used as a  
532 refrigerant and it is in direct contact with the atmosphere. There are two different  
533 technologies of desiccant cooling systems: solid and liquid sorbent systems. Open cycle  
534 systems can be applied in buildings with ventilation systems or in parts of buildings where  
535 cooling loads can be covered with controlled ventilation. The dehumidification and  
536 cooling processes are separated in both systems. These processes are called Desiccant

537 Evaporative Cooling (DEC) due to the coupling of these two processes. In normal  
538 configurations for moderate climates, the supply air is dehumidified in the first step. In a  
539 next step, the supply air is cooled by heat transfer to the return air stream and, additionally,  
540 by controlled humidification. Thermal solar heat is the driving energy for the  
541 dehumidification process. The heat and the salt solution are used for the regeneration of  
542 the rotating desiccant wheel (adsorption wheel) and in liquid systems, respectively.

543

544 *Closed Solar Cooling Sorption Cycles* present two basic methods: absorption  
545 refrigeration and adsorption refrigeration. Absorption is the process whereby a substance  
546 is assimilated from one state to another. These two states create a great attraction to make  
547 a strong solution or mixture. The absorption system is one of the oldest cooling  
548 technologies. The absorption refrigeration technology consists of a generator, a pump and  
549 an absorber that, collectively, are capable of compressing the refrigerant into vapor. Solar  
550 absorption systems use the thermal energy of a solar collector to separate a refrigerant  
551 from the refrigerant/sorbent mixture [23]. The absorption refrigeration cycle can be  
552 described as a modified version of the steam refrigeration cycle where, instead of  
553 compressing steam between the evaporator and the condenser, the refrigerant is absorbed  
554 in an absorbent and pumped to the generator where heat is added to the process, using the  
555 refrigerant to desorb from the solution in the form of vapor [24]. Adsorption, also known  
556 as physisorption, is the process whereby the molecules of a fluid attach to the walls of a  
557 solid material. The adsorbed molecules do not undergo any chemical reaction but simply  
558 lose energy when they are fixed because of adsorption, the change from the liquid phase  
559 to the adsorbed phase, is exothermic. Furthermore, this process is reversible. This  
560 behaviour is used to design cooling systems. The solar adsorption refrigerators have been  
561 developed, mainly, to be used in warm regions without electricity supply. The advantage  
562 of these systems is that they require no energy other than solar [25].

563

564

565 *c. Combined Power/cooling Cycles*

566

567 Solar energy can be turned into thermal energy to drive the power generating device.  
568 Therefore, the energy produced can be used to run a refrigeration cycle which provides  
569 the required cooling effect. The Multi-effect system is the best way to achieve different  
570 magnitudes of cooling effect and temperature ranges through solar energy. Solar thermal  
571 cooling systems are more suitable than conventional ones because the working fluids are  
572 less polluting than those of conventional technologies [23].

573

574 Solar cooling technologies require further research to increase conversion efficiency and  
575 they are still costly. But incentives have already shown that they play a central role in  
576 promoting the introduction of these systems in the market and reducing the economic gap  
577 with conventional systems [26].

578

579

#### 580 **4.5 MOVING FORWARD IN SOLAR ENERGY**

581

582 The availability of most renewable energy sources (e.g. wind or solar) tends to vary  
583 widely over a day, season, year, and even from one geographical location to another.  
584 Solar energy is a constant source of energy that could provide energy certainty and energy  
585 independence. Such tendency is very important not only for people but also for the socio-  
586 economic prosperity of enterprises, societies and states. However, solar energy is now

587 being adopted as a natural and substantial part of electricity generation in many developed  
588 and developing countries, to meet energy needs. However, there are a number of  
589 limitations, as well as the benefits associated with its use.

590

591 The choice of the best technologies to be used depends largely on the particular  
592 application and the main objectives of the user. For heating purposes, solar collectors still  
593 represent the best solution, particularly vacuum tubes. On the other hand, for cooling  
594 purposes, photovoltaic panels together with a heat pump are a very promising option with  
595 excellent performance, low cost and low environmental impact. This can be mainly  
596 attributed to the more advanced manufacturing processes and higher efficiency of  
597 photovoltaic panels and heat pumps [26].

598

599 Solar technologies have become well established and popular technologies worldwide.  
600 At present, several large-scale solar energy development projects (e.g. CSP) are under  
601 evaluation or under development in different parts of the world. CSP technology has been  
602 found to be suitable for regions with favourable weather conditions, e.g. without frequent  
603 clouds or fog, although the system is more expensive than PV technology. For the time  
604 being, PV technologies can remain the principal source of solar energy generation. In  
605 addition, the potential market for solar systems without network connection remains  
606 untapped, given the limited evolution of political and financial support. Along with  
607 photovoltaic systems, thermally activated cooling systems are used worldwide for  
608 domestic and industrial refrigeration. Solar cooling systems can be used either as stand-  
609 alone systems or with conventional air conditioning systems to improve the indoor air  
610 quality of all types of buildings (e.g., residential buildings, offices, hospitals and  
611 laboratories). However, the growth of solar technologies sector faces several technical  
612 barriers, such as low efficiency of solar cells, low performing balance-of-systems (BOS),  
613 economic barriers (e.g. high upfront costs and lack of funding) and institutional obstacles  
614 (e.g. inadequate infrastructure).

615

616 The market study of the steam compression cycle shows that most of them are still based  
617 on the use of hydrofluorocarbon (HFC), and greater reduction in GHG emissions can be  
618 achieved with new types of refrigerants, but attention should be paid to its effect on the  
619 heat pump performance. The consumption of electrical energy during the operation  
620 represents the main source of GHG.

621

622 To foster the development of technologies related to solar energy, the member countries  
623 of the IEA and other developing countries have adopted several measures to support  
624 research, development and demonstration. Support for research, development and  
625 demonstration projects aims to overcome technical barriers and reduce costs while  
626 improving materials, components, system design and tools for installers and users.  
627 Although the primary application of the technology is already mature, improvements can  
628 still be introduced and new areas of application, such as solar heat for crop drying. Solar  
629 thermal and photovoltaic hybrid systems, etc. can be researched. Likewise, the passive  
630 solar architecture is a field of enormous potential to be developed.

631

632 The total capacity of CSP in Europe could reach 30 GW, 50 GW in North America and  
633 23 GW in the Middle East and Africa by 2020, and it could reach 337 GW by 2030. The  
634 main areas that should be considered for improvement in PT and LFR include solar field  
635 elements; the thick glass sheet could be replaced by one with cheaper material, the  
636 expensive heat transfer liquids would be replaced by cheaper liquids, a direct steam

637 generator for PT could increase the working temperature and, ultimately, increase the  
638 efficiency. Some of the main barriers that developers of PD and ST technologies need to  
639 pay attention to include replacing water cooling in plants with other mature technologies  
640 used in fossil fuels, which will increase the ratio of heat conversion to power.

641  
642 Despite the enormous potential and the various benefits of solar technology, there are also  
643 some drawbacks associated with it. Solar technology demands a considerable amount of  
644 land because it requires high uptake of solar resource. CSP technologies are very location-  
645 specific and are usually installed far from the areas of energy consumption. Therefore,  
646 high transmission/distribution losses can be faced.

647  
648 Solar thermal energy for power generation has its share of challenges, both in research  
649 and deployment of existing technology. Hybrid configurations using synergies of solar  
650 thermal energy with other energy sources or solar technologies have the potential to  
651 provide reliable and renewable energy. As an emerging technology, hybrid photovoltaic  
652 technology / concentrated solar energy technology (PV-CSP) is considered as one of the  
653 research focuses currently in the field of solar energy, due to the various advantages  
654 compared to PV and CSP only technologies. Compared to the single PV system, the PV-  
655 CSP hybrid system can produce electricity with better power quality [27]. All this makes  
656 solar energy technologies one of the best developments and research options to meet  
657 future energy demand, since it is superior in terms of availability, profitability,  
658 accessibility, capacity and efficiency compared to other renewable energy sources [3].

659  
660 These configurations should consider the overall efficiency of the plant so that if a fuel  
661 were used, it should be minimized. Ideally, these configurations would also be flexible,  
662 both in design and in operation. From the point of view of plant design, it would be  
663 advantageous that the solar collector field could be expanded to eventually, to provide  
664 increased solar fraction. This type of plant could be technically and economically feasible  
665 in a low solar fraction in the near future, but it would also have the potential to become  
666 an almost completely renewable energy source as storage technology improves in the  
667 future. On the operation side, a plant with the capability to operate in a flexible mode  
668 (seamless transition between energy sources), has the potential to be optimized and to  
669 exploit the synergies between energy sources. Because solar energy is so variable, the  
670 intelligent operation of a plant that maintains reliability while pursuing optimization is a  
671 critical area of research [28].

672  
673 The study of the use of solar technology currently available represents a challenge in  
674 research through case studies. In future studies, solar energy solutions must be evaluated  
675 to improve renewable energy implementation.

676

677

#### 678 **4.6 APPLIED SOLAR ENERGY. CASE STUDY**

679

680 With the development of solar energy, the idea of self-consumption takes great relevance.  
681 It is especially in the generation of electrical energy where the application of self-  
682 consumption has increased as a solution, Fig. 4.

683



**Fig. 4.** Solar self-consumption system for lighting solutions.

684

685

686

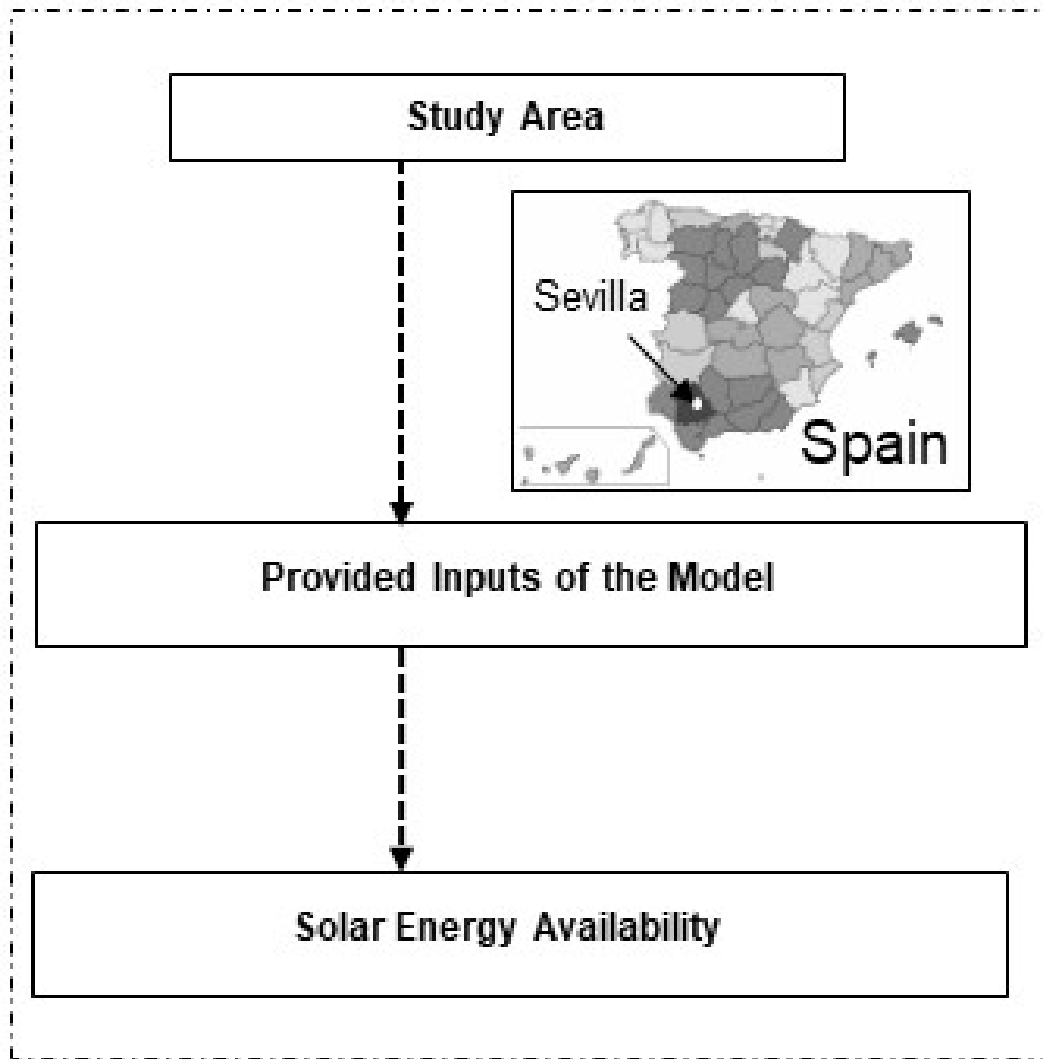
687

688 PV energy makes the most of solar radiation, transforming it directly into electrical  
689 energy in restrictive conditions or remote locations, i.e. subject to restrictive conditions  
690 regarding its location. For all these reasons, the study of this type of applications allows  
691 to boost its technological development [29].

692

693 A case study is proposed, which evaluates the viability of the use of PV energy in the city  
694 of Seville, in the South of Spain. The present study examines the technical feasibility of  
695 integrating a PV installation for supplying electric power in isolated locations with access  
696 to the grid. The calculations are made using the PVGIS tool [30], Fig. 5.

697



**Fig. 5.** Methodological scheme.

The geographical characteristics are necessary for a complete analysis of the solar radiation for which the PVGIS-CMSAF database is used. Table 1 shows the input parameters to the PVGIS tool, for the calculation of a system.

**Table 1.** Provided inputs of the model.

<b>Provided inputs</b>	<b>Data</b>
Location [Lat/Lon (°)]	37.411, -5.962
Database used	PVGIS-CMSAF
PV technology	Crystalline silicon
PV installed [kWp]	200
System loss [%]	14

698  
699  
700  
701  
702  
703  
704  
705  
706  
707  
708  
709

710  
711



712  
713  
714  
715  
716  
717  
718  
719  
720  
721  
722

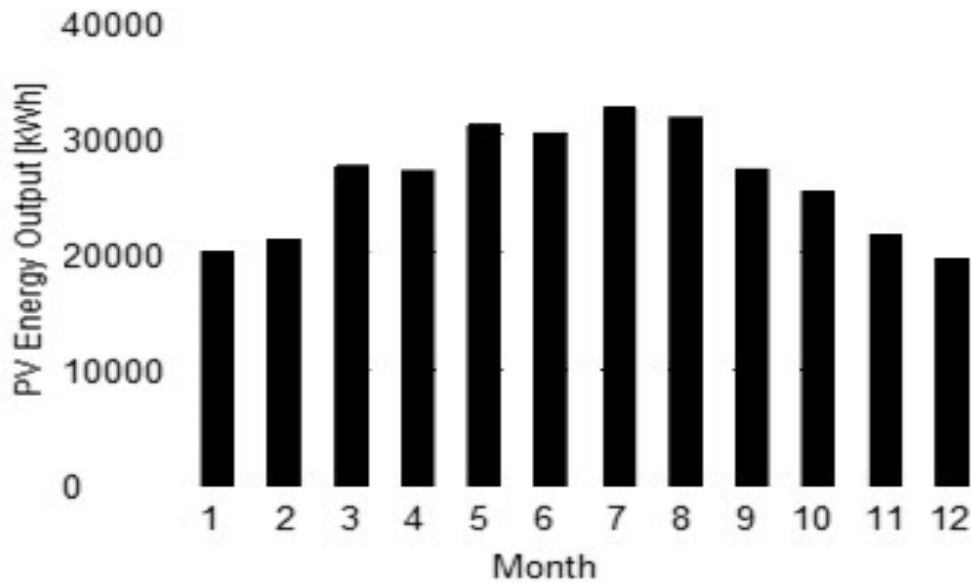
The use of solar energy is an efficient way to harness an abundant and indigenous resource which is also free and available at the locations where it is consumed. This application prevents the construction of large electricity generation and distribution infrastructures, as it has its own system where energy is generated and consumed individually (distributed generation). The energy results are shown in Fig. 6 and Table 2.

**Table 2.** Provided data of the model and system results.

<b>Provided inputs</b>	<b>Data</b>
Slope angle [°]	33
Azimuth angle [°]	0
Yearly PV energy production [kWh]	314000
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]	2140
Year to year variability [kWh]	7190
Angle of incidence [%]	-2.7
Spectral effects [%]	0.5
Temperature and low irradiance [%]	-12.8
Total loss [%]	-26.7

723  
724  
725  
726  
727  
728  
729  
730  
731  
732  
733  
734  
735  
736  
737  
738  
739  
740  
741  
742  
743  
744  
745  
746  
747  
748

749 Fig. 6 shows the results of the monthly energy output from fix-angle PV system.  
750



751 **Fig. 6.** Monthly energy output from fix-angle PV system.  
752

753

754

755 The analysis shows 314,000 kWh/year of available energy by PV system. This represents  
756 a potential improvement in the use of energy in buildings or industries in the studied area  
757 where they can be incorporated as renewable energy.

758

759

#### 760 **ACKNOWLEDGEMENTS**

761

762 It would like to thank the many interviewees to provide invaluable indications without  
763 which this piece of research would not have been possible. Thanks also to “*Academic-*  
764 *Industry Partnership towards Development of Trainers and Educators for Technicians in*  
765 *Egypt-AIP*” project founded by European Union.

766

#### 767 **REFERENCES**

768

769 [1] Montoya FG, Aguilera MJ, Manzano-Agugliaro F (2014) Renewable energy  
770 production in Spain: A review. *Renew Sust Energ Rev* 33:509–531

771

772 [2] Nuamah A, Malmgren A, Riley G, Lester E (2012) Biomass co-firing. In: Sayigh A  
773 (ed) *Comprehensive Renewable Energy*. Elsevier, Amsterdam, The Netherlands, p 55–  
774 73

775

776 [3] Kabir E, Kumar P, Kumar S, Adelodun AA, Kim KH (2018) Solar energy: Potential  
777 and future prospects. *Renew Sust Energ Rev* 82(1):894–900

778

779 [4] Myers DR (2016) *Solar radiation: practical modeling for renewable energy*  
780 *applications*. CRC press, Boca Raton

781

- 782 [5] Dong B, Xu G, Luo X, Cai Y, Gao W (2012) A bibliometric analysis of solar power  
783 research from 1991 to 2010. *Scientometrics* 93(3):1101–1117  
784
- 785 [6] REN21 (2016) Renewable energy Policy Network for the 21st century. Renewables  
786 2014. Global Status Report. REN21, Paris  
787
- 788 [7] Paredes-Sánchez JP, Villicaña-Ortíz E, Xiberta-Bernat J (2015) Solar water pumping  
789 system for water mining environmental control in a slate mine of Spain. *J Clean Prod*  
790 87:501–504  
791
- 792 [8] Ramanujam J, Singh UP (2017) Copper indium gallium selenide based solar cells – a  
793 review. *Energ Environ Sci* 10(6):1306–1319  
794
- 795 [9] Collado FJ, Guallar J (2013) A review of optimized design layouts for solar power  
796 tower plants with campo code. *Renew Sust Energ Rev* 20:142–154  
797
- 798 [10] Abdulhamed AJ, Adam NM, Ab-Kadir MZA, Hairuddin AA (2018) Review of solar  
799 parabolic-trough collector geometrical and thermal analyses, performance, and  
800 applications. *Renew Sust Energ Rev* 91:822–831  
801
- 802 [11] Hussain A, Arif SM, Aslam M (2017) Emerging renewable and sustainable energy  
803 technologies: State of the art. *Renew Sust Energ Rev* 71:12–28  
804
- 805 [12] Xie WT, Dai YJ, Wang RZ, Sumathy K (2011) Concentrated solar energy  
806 applications using Fresnel lenses: A review. *Renew Sust Energ Rev* 15(6):2588–2606  
807
- 808 [13] Coventry J, Andraka C (2017) Dish systems for CSP. *Sol Energy* 152:140–170  
809
- 810 [14] Bierman B, O’Donnell J, Burke R, McCormick M, Lindsay W (2013) Construction  
811 of an Enclosed Trough EOR system in South Oman. *Energy Proced* 49:1756–1765  
812
- 813 [15] Philibert C (2005) The present and the future use of solar thermal energy as a primary  
814 source of energy. IEA, Paris  
815
- 816 [16] Pardo N (2012) Best available technologies for the heat and cooling market in the  
817 European Union. [https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/Best-available-  
818 technologies-for-the-heat-and-cooling-market-in-the-European-Union.pdf](https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/Best-available-technologies-for-the-heat-and-cooling-market-in-the-European-Union.pdf). Accessed 28  
819 Jul 2018  
820
- 821 [17] Barlev D, Vidu R, Stroeve P (2011) Innovation in concentrated solar power. *Sol*  
822 *Energ Mat and Sol C* 95(10):2703–2725  
823
- 824 [18] Madaeni SH, Sioshansi R (2012) Estimating the Capacity Value of Concentrating  
825 Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States. *IEEE T Power Sys*  
826 27(2):1116–1124  
827
- 828 [19] Parida B, Iniyani S, Goic R (2011) A review of solar photovoltaic technologies.  
829 *Renew Sust Energ Rev* 15(3):1625–1636  
830

- 831 [20] Zhou X, Wang F, Ochieng RM (2010) A review of solar chimney power technology.  
832 *Renew Sust Energ Rev* 14(8):2315–2338  
833
- 834 [21] Alazazmeh AJ, Mokheimer EM (2015) Review of Solar Cooling Technologies. *J*  
835 *Appl Mech Eng* 4(5):1–15  
836
- 837 [22] Grossman G (2002) Solar-powered systems for cooling, dehumidification and air-  
838 conditioning. *Sol Energy* 72(1):53–62  
839
- 840 [23] Sarbu I, Sebarchievici C (2013) Review of solar refrigeration and cooling systems.  
841 *Energ Buildings* 67:286–297  
842
- 843 [24] Herold KE, Radermacher R, Klein SA (2016) *Absorption Chillers and Heat Pumps*,  
844 2nd edn.. CRC Press, Boca Raton  
845
- 846 [25] Hildbrand C, Dind P, Pons M, Buchter F (2004) A new solar powered adsorption  
847 refrigerator with high performance. *Sol Energy* 77(3):311–318.  
848
- 849 [26] Settino J, Sant T, Micallef C, Farrugia M, Staines CS, Licari J et al. (2018) Overview  
850 of solar technologies for electricity, heating and cooling production. *Renew Sust Energ*  
851 *Rev* 90:892–909  
852
- 853 [27] Ju X, Xu C, Hu Y, Han X, Wei G, Du X (2017) A review on the development of  
854 photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems. *Sol Energ Mat and Sol*  
855 *C* 161:305–327  
856
- 857 [28] Powell KM, Rashid K, Ellingwood K, Tuttle J, Iverson BD (2017) Hybrid  
858 concentrated solar thermal power systems: A review. *Renew Sust Energ Rev* 80:215–237  
859
- 860 [29] Paredes Sánchez JP (2018) Solar energy applications in mining: a case study. In:  
861 Awuah-Offei K (ed) *Energy Efficiency in the Minerals Industry*. Springer, Cham  
862
- 863 [30] PVGIS (2018) Solar GIS Database.  
864 [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVTR](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVTR). Accessed 28 Jul 2018  
865  
866  
867  
868

*Agradecimientos: Adaptado para fines de tesis. Reproducido con permiso de Springer Nature para fines de tesis.*

*[Acknowledgement: Adapted for thesis purposes. Reproduced with permission from Springer Nature for thesis purposes].*

*“Paredes-Sánchez, J. P., Las-Heras-Casas, J., & Paredes-Sánchez, B. M. (2019). Solar Energy, the Future Ahead. In Advances in Sustainable Energy (pp. 113-132). Springer, Cham. DOI: 10.1007/978-3-030-05636-0\_6”.*

## **8.2. *Publicación II.* Fase I: Recurso biomasa**

1 **Forecast of the higher heating value based on proximate analysis by**  
2 **using support vector machines and multilayer perceptron in bioenergy**  
3 **resources**

4 Paulino J. García Nieto<sup>a</sup>, Esperanza García-Gonzalo<sup>a</sup>, Beatriz M. Paredes-Sánchez<sup>b</sup>,  
5 José P. Paredes-Sánchez<sup>b,\*</sup>

6 <sup>a</sup>Department of Mathematics, Faculty of Sciences, University of Oviedo, 33007 Oviedo, Spain

7 <sup>b</sup>Department of Energy, College of Mining, Energy and Materials Engineering, University of Oviedo,  
8 33004 Oviedo, Spain

9 \*Corresponding author, Tel: +34-985-10-43-00, e-mail: [paredespablo@uniovi.es](mailto:paredespablo@uniovi.es);

10 **Abstract**

11 As biomass gets to be more relevant to energy feedstocks, the capacity to anticipate its  
12 Higher Heating Value (HHV) by more efficient algorithms from schedule information  
13 such as proximate analysis empowers quick choices around utilization in bioenergy. The  
14 present work studies a novel artificial smart model based on an interesting algorithm,  
15 relied on support vector machines (SVMs) jointly with the grid search (GS) optimizer,  
16 for characterization of HHV of raw biomass from parameters ascertained experimentally.  
17 Additionally, a multilayer perceptron (MLP) approach was built from the same  
18 experimental data for comparison objectives. The results of the current study are the  
19 relevance of each physico-chemical parameters on the raw biomass HHV through this  
20 novel model and forecasting the HHV of biomass. In this sense, when the novel model  
21 was applied to the observed dataset, a coefficient of determination and correlation  
22 coefficient equal to 0.8517 and 0.9229, were achieved for the HHV estimation,  
23 respectively. The importance of the use of learning machines is illustrated in the  
24 evaluation of the energy resources to energy systems to show an efficient algorithm for

25 bioenergy purposes. The concordance between observed data and the GS/SVM–relied  
26 model indicated the good efficiency of the second.

27

28 *Keywords:* Biomass; Bioenergy; Higher heating value (HHV); Support vector regression  
29 (SVR); Multilayer perceptron (MLP); Grid Search (GS)

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50



51

## 52 **1. Introduction**

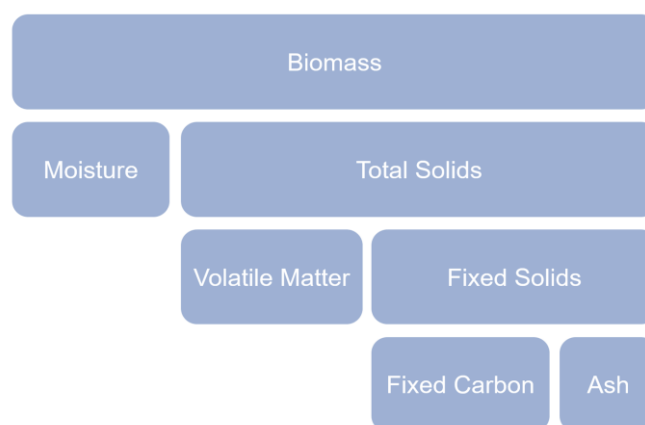
53 The energy supply has the challenge to decrease its dependence on fossil fuels for being  
54 more renewable and sustainable [1]. The transformation of energy systems toward  
55 renewables-based energy systems encompasses technical and environmental dimensions  
56 [2]. Bioenergy is the energy produced from biomass combustion by biofuels. Biofuels are  
57 considered neutral in carbon dioxide emissions because they are part of the global carbon  
58 cycle [3]. Analysis of energy conversion can contribute to decrease greenhouse gas  
59 (GHG) emissions and fulfil the challenges of the viability of renewable energy systems.  
60 Additionally, the interest in solid biofuels research is increasing because they could  
61 produce heat and/or power by thermal energy systems [3,4]. However, as compared to  
62 fossil fuels, some of the inherent problems of solid biofuels (i.e.: high moisture content,  
63 low bulk density and low calorific value) require parametric modelling to optimize the  
64 behavior of the biofuels. High moisture content is one of the main deficiencies in raw  
65 biomass because it reduces the efficiency of the combustion process [5]. These  
66 restrictions affect the biomass conversion and final bioenergy performance by energy  
67 systems in a large scale way. To defeat these challenges and make raw biomass  
68 appropriate for thermal conversion, it must be analyzed and characterized properly.

69

70 The proximate analysis consists of the determination of ash content, fixed carbon,  
71 moisture content and volatile matter of a solid fuel under as-received basis. The drying  
72 process removes the moisture content. Additionally, calorific value is also required to  
73 define the potential conditions of the combustion in thermal energy systems, which is  
74 determined through gravimetric tests, both direct and indirect, that allow their calculation.

75

76 The basic equipment is an oven which allows working until 150°C, as well as a muffle  
77 furnace with a maximum work temperature over 1200°C. Higher Heating Value (HHV)  
78 is defined as heat released when burning a gram of biomass in a calorimeter bomb. HHV  
79 and proximate analysis can be carried out to standardized rules. The content of fixed-  
80 carbon is calculated on dry basis as a percentage according to the difference from among  
81 100, ash and volatile matter (see Fig. 1).



82

83 **Fig. 1.** Representative flowchart of the experimental process.

84

85 The primary reason for the current research is to assess the use of the support vector  
86 machines (SVMs) [6–12] in conjunction with the optimizer known as Grid Search (GS)  
87 [13–17] and the Multilayer Perceptron (MLP) [18–21] in combination with the GS  
88 method to evaluate HHV in the energy bioproducts from biomass for the combustion  
89 procedure, checking the results. SVM approaches rely on the measurable learning  
90 hypothesis and are another category of strategies that can be utilized for foreseeing values  
91 from totally distinct fields [6–12]. The assumption of factual learning and minimization  
92 of structural threat is a hypothetical foundation for the acquired knowledge modelization  
93 of SVMs [6–12].

94

95 To perform the optimization phase according to the optimal kernel hyperparameter  
96 settings in SVM training, the GS optimizer was implemented with successful results. GS  
97 is fundamentally an optimization algorithm that allows selecting the most excellent  
98 parameters for a problem optimization from an enumeration of optional parameters.  
99 Moreover, automating the trial and error method was provided.

100

101 With this in mind, a novel approach that combines GS optimizer and SVM regressor was  
102 employed as automated learning algorithms, training them to forecast the biomass HHV  
103 from the proximate analysis. For example, researchers have effectively utilized the SVM  
104 procedure in an extensive assortment of natural resources and energy fields like hydro-  
105 climatic factors [22], solar radiation [23] or photovoltaic energy [24], among others. In  
106 addition to that MLP artificial neural network was also fitted to the experimental raw  
107 biomass dataset with comparison purposes [18–21]. An MLP is a class of feedforward  
108 artificial neural network (ANN). The main characteristics of this approach (GS/MLP  
109 approach) that made them appropriate for the existent investigation are the smart  
110 prediction of the analysis so they can be used to create advanced mathematical models by  
111 regression analysis.

112

113 Moreover, a GS optimized SVM (GS/SVM) approach as well as an MLP approach, also  
114 in conjunction with GS, were employed as automatic learning instruments, training them  
115 to forecast the HHV from the parameters of proximate analysis gauged experimentally.

116

117 This original investigation work is arranged in the following way. Firstly, it is described  
118 the essential materials and methods to perform this investigation. Secondly, it is shown

119 and discussed the acquired results. Finally, it is exposed to the principal conclusions  
120 extracted from the results.

121

## 122 **2. Materials and methods**

123 At present, the foremost common strategies utilized to calculate the calorific value of  
124 biofuels are the equation inferred by Dulong, or tentatively, the utilization of a calorimeter  
125 bomb, which is burdensome [25]. There have been numerous mathematical equations and  
126 models based on basis modelizations, which were created with experimental data from  
127 biomass composition, such as proximate or elemental analyses of biomass [26]. Demirbas  
128 has contributed enormously to the estimation of HHVs of biomass fuels with thermal  
129 studies [27]. In this research context, advanced models could be implemented in biofuels  
130 to ease bioenergy research.

131

### 132 *2.1. Experimental dataset*

133 The biomass dataset utilized in this study is a compilation of experimental proximate  
134 analyses and their associated HHVs. The data for the SVM analysis were obtained from  
135 laboratory analysis data, and the total number of values processed was about 243.  
136 Additionally, these values were obtained from the proximate analysis of raw biomass in  
137 the field of previous studies. In this sense, to make decisions in the management of  
138 biofuels with energy context, researchers need models to evaluate energy performance  
139 and envision the viable alternatives for fuels [28–32].

140

141 In terms of input factors, the key ones regulated in the proximate analysis of biomass have  
142 been chosen. The dataset employed for the two types of distinct approximations  
143 (GS/SVM-based approaches and GS/MLP-based approach) depends on few physico-  
144 chemical parameters. The use of biomass as a fuel in thermal applications necessitates the  
145 calculation of its heating value (HV) [33]. The HV measures the energy content of fuel  
146 in a defined procedure, it is usually abbreviated as HHV [34]. The HHV denotes the  
147 maximum possible thermal energy generated by fuel combustion. It is expressed as a unit  
148 of energy per mass or volume of material. The HHV values are frequently displayed in  
149 terms of dry weight (i.e. dry basis). An adiabatic bomb calorimeter, which is a costly  
150 process, is used to estimate the change in enthalpy between the reactants and products in  
151 the experimental or direct determination of HHV from a biomass sample with standard  
152 conditions. Furthermore, experimental analysis of the HHV in biomass may not always  
153 be possible [35]. Therefore, the analysis of its proximate composition is a good option to  
154 evaluate physical-chemical properties. In this way, proximate analysis determines the  
155 weight percentage of moisture, volatile material (VM), fixed carbon (FC) and ash, while  
156 elemental analysis involves the determination of C, H, N or O, in weight percentage too  
157 [36].

158 As a result, the input variables of the model are as follows on dry basis [1–5]:

- 159 • Fixed carbon (FC): It is the carbon in the substance that remains after the volatile  
160 components have been driven out. Indeed, it is the percentage difference between  
161 the total mass of the biomass sample and the volatile matter and ash fractions.
- 162 • Volatile matter (VM): It is determined by calculating weight loss. It is the  
163 percentage loss in mass, adjusted for moisture content, when biomass is heated  
164 out under standard conditions.

165 • Ash (A): It represents the incombustible mass fraction remaining after a sample  
 166 of biomass is completely burned.

167 2.2. Support vector machine (SVM) method

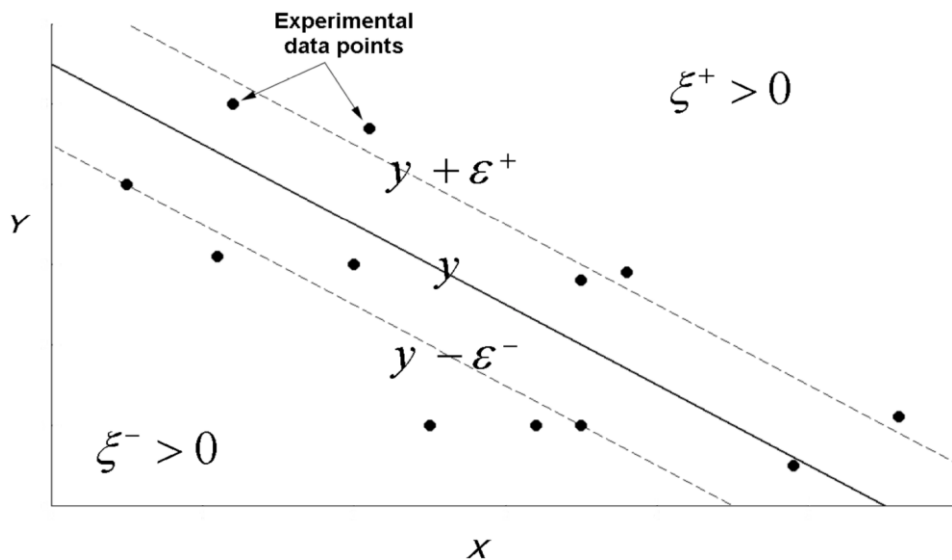
168 Support vector machines (SVMs) have arisen to tackle binary classification problems.  
 169 Because of the situation, it was rapidly noted that the fundamental guidelines that endorse  
 170 them could be employed to confront another type of challenge such as the regression  
 171 problems [6–12]. In this sense, let's consider a dataset, the training set comprises the  
 172 values of the continuous dependent variable  $y_i \in \mathfrak{R}, \forall i = 1, 2, \dots, m$  and the covariates  
 173  $\mathbf{x}_i \in \mathfrak{R}^p, i = 1, 2, \dots, m$ . Thus, the method termed *support vector regression* (SVR) builds  
 174 a function  $f(\mathbf{x}) = \mathbf{w}^T \mathbf{x} + b$ , so that  $\mathbf{w}$  represents the perpendicular vector to the  
 175 hyperplane, called the *director vector* of the hyperplane, and  $b/\|\mathbf{w}\|$  is the perpendicular  
 176 distance from the coordinate's origin to the hyperplane. Furthermore, this approximation  
 177 gives places to not more than a deviation equal to  $\varepsilon$  from  $y_i$  for all training cases  $\mathbf{x}_i$ , and  
 178 simultaneously, it must be as flat as possible. Flatness is achieved by minimizing the  
 179 Euclidean norm  $\|\mathbf{w}\|_2$ , while the model is fitted by penalizing the sum of deviations greater  
 180 than  $\varepsilon$ . Indeed, the SVR method intends to solve the next optimization problem:

$$\min_{\mathbf{w}, b, \xi^+, \xi^-} \frac{1}{2} \|\mathbf{w}\|^2 + C \sum_{i=1}^m (\xi_i^+ + \xi_i^-) \quad (1)$$

181 subject to

$$\left\{ \begin{array}{ll} y_i - (\mathbf{w}^T \mathbf{x}_i + b) \geq \varepsilon + \xi_i^+ & i = 1, \dots, m \\ (\mathbf{w}^T \mathbf{x}_i + b) - y_i \geq \varepsilon + \xi_i^- & i = 1, \dots, m \\ \xi_i^+, \xi_i^- \geq 0 & i = 1, \dots, m \end{array} \right\} \quad (2)$$

182 so that  $C$  is termed the regularization constant and  $\xi^+, \xi^- \in \mathfrak{R}^m$  are called slack variables.  
 183 The constant  $C$  in Eq. (1) takes a positive numeric value that restrains the penalty enforced  
 184 on observations that are outside the interval  $\varepsilon$  and facilitates to avoid overfitting. This  
 185 value ascertains the trade-off between the horizontality of the objective function and the  
 186 complexity reduction of the model [11,12]. The slack variables are presented for each  
 187 training vector to permit deviations greater than  $\varepsilon$ , but penalizing these digressions in the  
 188 objective function. The zone enclosed by  $y_i \pm \varepsilon$ ,  $\forall i$  is termed an  $\varepsilon$ -insensitive tube (see  
 189 Fig. 2).



190

191 **Fig. 2.** Representation of the  $\varepsilon$ -insensitive tube in case of regression.

192

193 To tackle highly nonlinear problems like this one, we will use the kernelization method.  
 194 This method relies on mapping the original dataset to a larger dimensional space  $H$  termed  
 195 the *feature space*. The application is carried out via a kernel function  $K(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j)$ , which  
 196 determines an inner product in  $H$ . To solve the primal optimization problem given by Eq.  
 197 (1), we are going to express this problem in its dual form. The dual formulation of the

198 optimization problem is obtained applying the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions  
 199 [6–12, 37–42]:

$$\max_{\alpha^+, \alpha^-} \sum_{i=1}^m y_i (\alpha_i^+ - \alpha_i^-) - \varepsilon \sum_{i=1}^m (\alpha_i^+ + \alpha_i^-) - \frac{1}{2} \sum_{i,j=1}^m (\alpha_i^+ - \alpha_i^-) (\alpha_j^+ - \alpha_j^-) K(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) \quad (3)$$

200 subject to

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^m (\alpha_i^+ - \alpha_i^-) = 0, \\ 0 \leq \alpha_i^+ \leq C, \quad i = 1, \dots, m \\ 0 \leq \alpha_i^- \leq C, \quad i = 1, \dots, m \end{array} \right. \quad (4)$$

201 The regression estimation for a new sample  $\mathbf{x}$  can be obtained with the function  $f(\mathbf{x})$   
 202 given by:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m (\alpha_i^+ - \alpha_i^-) K(\mathbf{x}, \mathbf{x}_i) + b \quad (5)$$

203 Various common functions utilized as kernels in the technical bibliography are expressed  
 204 as [6–12, 37–42]:

205 • Radial basis function termed RBF kernel:

$$K(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = e^{-\sigma \|\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j\|^2} \quad (6)$$

207 • Polynomial kernel:

$$K(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = (\mathbf{x}_i \cdot \mathbf{x}_j + 1)^p \quad (7)$$

209 being  $p$  and  $\sigma$  parameters that determine the kernel's typology.

210



211 To sum up, it is necessary to select a kernel type together with its optimal parameters to  
212 apply nonlinearly separable data in a higher-dimensional space (or feature space) where  
213 these examples become linearly separable when we solve the regression problem with the  
214 SVM technique.

215

### 216 2.3. Artificial neural network: multilayer perceptron (MLP)

217 The second technique employed in this paper for HHV estimation is the artificial neural  
218 network (ANN) termed *multilayer perceptron* (MLP). ANN is a processing algorithm  
219 modelled on the neural structure of the human brain. Neurons are computational units that  
220 can be used to determine relationships and patterns between inputs and outputs [18,19].  
221 The MLP is an artificial neural network (ANN) made up of numerous layers so that it can  
222 find a solution to nonlinearly separable problems, which is the principal restriction of the  
223 simple perceptron. The MLP has three types of layers [18–21]:

- 224 • Input layer: composed of those neurons that insert the input instances into the  
225 artificial neural network. These types of neurons do not undergo any mathematical  
226 processing.
- 227 • Hidden layers: composed of those neurons such that the inputs come from earlier  
228 layers and outputs are introduced to neurons from posterior layers.
- 229 • Output layer: composed of neurons such that the output values conform to their  
230 outputs of the complete artificial neural network.

231 Input nodes, that are part of the input layer, are connected with other nodes, the next layer,  
232 and etcetera, up to reach the last layer, the output layer, which generates the hypothesis  
233 function. Hidden layers are composed of intermediate nodes located between input and

234 output layers. The input characteristics are entered on the first layer (called the input  
 235 layer). The intermediate nodes of the hidden layers use activation units to carry out some  
 236 processing, using a matrix of weights, which control the mapping from one layer  $j$  to the  
 237 next layer  $j+1$ . What makes MLP distinct is the nonlinear *activation function* (AF),  
 238 performed by the specific neural networks activation units [18–21]. Backward  
 239 propagation (also known as backward propagation of the error or *generalized delta rule*)  
 240 is an algorithm used in the training of these artificial neural networks. For this reason, the  
 241 multilayer perceptron is also known as a backpropagation artificial neural network. The  
 242 function implemented by the network is  $\mathbf{f} : \mathbf{X} \subset \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathbf{Y} \subset \mathfrak{R}^c$ , represented as [18–21]:

$$\begin{aligned} \mathbf{f}(\mathbf{x}) &= \phi(\psi(\mathbf{x})) = (\phi \circ \psi)(\mathbf{x}) & (8) \\ \phi : \mathbf{X} \subset \mathfrak{R}^n &\rightarrow \mathbf{U} \subset \mathfrak{R}^h \\ \psi : \mathbf{U} \subset \mathfrak{R}^h &\rightarrow \mathbf{Y} \subset \mathfrak{R}^c \end{aligned}$$

243 so that  $\mathbf{U}$  represents the hidden variables space. Considering this architecture [18–21], we  
 244 have that:

- 245 •  $\psi_j(\mathbf{x}) = \psi(\mathbf{w}_j^T \mathbf{x} + \mathbf{w}_{j0})$ :  $\psi$  represents the hidden layer AF;  $\mathbf{w}_j \in \mathfrak{R}^n$  is a  
 246 parameter; and  $w_{j0} \in \mathfrak{R}$  is a threshold value. There are three types of AF: known  
 247 as sigmoid, hyperbolic tangent and logistic AF, respectively.
- 248 •  $\phi_j(\mathbf{u}) = \phi(\mathbf{c}_j^T \mathbf{u} + \mathbf{c}_{j0})$ :  $\phi$  is the AF of the neurons that make up the hidden layer;  
 249  $\mathbf{c}_j \in \mathfrak{R}^h$  are the weights; and  $c_{j0} \in \mathfrak{R}$  is the threshold. Generally,  $\phi$  is the  
 250 Heaviside or dichotomous function.

251

252 To conclude, the MLP leads to the next function given by [19–21]:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^h c_j \psi(\mathbf{w}_j^T \mathbf{x} + w_{j0}) + c_0 \quad (9)$$

253 2.4. *Grid search (GS) algorithm*

254 A hyperparameter is a value employed to control the learning process of the different  
 255 algorithms in machine learning. The performance of each machine learning technique  
 256 depends on a suitable selection of this set of hyperparameters, which is known as *tuning*  
 257 or *selection of the optimal parameters* [12,15–17]. Therefore, hyperparameter  
 258 optimization encounters a set of hyperparameters that gives rise to an optimal model,  
 259 which minimizes a predetermined loss function [15–17]. Cross-validation is frequently  
 260 employed to determine this approximations efficiency [12,15–17].

261 The most used algorithm in the different machine learning techniques in determining the  
 262 optimal parameters is known as the *Grid Search (GS)* optimizer [12–17]. The GS  
 263 optimizer (also termed the parameter sweep) is simply a thorough tracking through by  
 264 hand a stated searching set of the hyperparameter space of a learning algorithm. Hence,  
 265 this optimizer permits to choose of the best parameters for the resulting optimization  
 266 problem from a list of parameters relied on the trial-and-error method. Naturally, this  
 267 optimizer can be used in various optimization problems, but its most widespread use is in  
 268 machine learning techniques to obtain the optimal parameters by determining the best  
 269 efficiency approach.

270

271 2.5 Approach accuracy

272 Three of the abovementioned input variables from Subsection 2.1 have been employed in  
 273 this study to build these novel GS/SVM–based approaches. As is well known, the raw

274 biomass HHV is the dependent variable to be predicted. To predict HHV from three input  
 275 variables with sufficient confidence, it is essential to select the best model fitted to the  
 276 observed dataset. Although several possible statistics can be used to ascertain the  
 277 goodness-of-fit, the rule employed in this study was the coefficient of determination  $R^2$   
 278 [43,44], as it is a statistic employed in the scope of a statistical model whose principal  
 279 objective is to predict upcoming results or to check an assumption. Next, the observed  
 280 values are referred to as  $t_i$  and the values predicted by the model  $y_i$ , making it possible  
 281 to define the following sums of squares given by [43,44]:

282 •  $SS_{tot} = \sum_{i=1}^n (t_i - \bar{t})^2$  : is the overall sum of squares, proportional to the sample  
 283 variance.

284 •  $SS_{reg} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{t})^2$  : is the regression sum of squares, also termed the explained  
 285 sum of squares.

286 •  $SS_{err} = \sum_{i=1}^n (t_i - y_i)^2$  : is the residual sum of squares.

287 where  $\bar{t}$  is the mean of the  $n$  observed data:

$$\bar{t} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i \quad (10)$$

288 Based on the former sums, the coefficient of determination is specified by the following  
 289 equation [43,44]:

$$R^2 \equiv 1 - \frac{SS_{err}}{SS_{tot}} \quad (11)$$

290

291 **3. Results and discussion**

292 Table 1 indicates the three independent physico-chemical variables that feed the GS/SVM  
 293 and GS/MLP models. Moreover, the higher heating value (HHV) from raw samples of  
 294 different types of biomass is the dependent variable in this investigation.

295

296 **Table 1**

297 The three independent physico-chemical variables employed in this investigation with  
 298 their pertinent means and standard deviations.

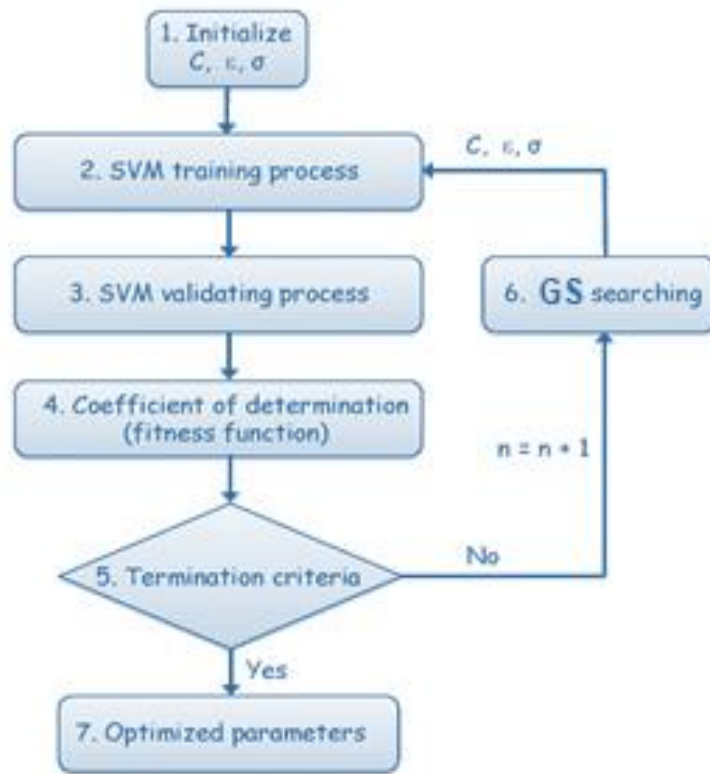
<b>Input variables</b>	<b>Name of the parameter</b>	<b>Mean</b>	<b>Standard deviation</b>
Fixed carbon (wt%)	FC	19.83	4.88
Volatile matter (wt%)	VM	77.80	6.07
Ash (wt%)	AS	12.33	12.55

299 **Note:** wt% means *weight percentage*.

300

301 In addition, the SVM approaches rely on the next hyperparameters: (1) the regularization  
 302 constant  $C$  (see Eq. (1)); (2) parameter  $\epsilon$  that determines the width of the insensitive tube  
 303 (or the permitted error); and (3) the corresponding parameters defining the type of kernel  
 304 function such as  $p$  and  $\sigma$ . To determine the optimal hyper-parameters for SVM and MLP  
 305 models, the optimization relied on grid search (GS) methodology has been used. The GS  
 306 optimizer permits to tune the SVR parameters within a predetermined grid obtaining the  
 307 optimal parameters corresponding to the novel GS/SVM approach to estimate the HHV  
 308 from three independent variables pointed out previously (Table 1) and predict the HHV  
 309 from raw biomass during the combustion process [28–32]. The coefficient of

310 determination  $R^2$  was the goodness-of-fit statistic employed to determine the optimal  
 311 parameters. Fig. 3 indicates the process flow diagram of this novel GS/SVM approach.



312

313 **Fig. 3.** Process flow diagram of the GS/SVM approach with a kernel function of RBF

314

type.

315

316 On the one hand, the cross-validation technique was employed to acquire the optimum

317 coefficient of determination ( $R^2$ ) [43,44]. Namely, 10-fold cross-validation was employed

318 to assure the capacity to forecast precise outcomes with the GS/SVM approaches [43–

319 46]. The  $R^2$  was calculated by dividing the data at random into ten different subsets of

320 approximately equal size. Next, a model is achieved employing nine subsets from the

321 entire dataset so that a forecast is carried out with the data in the surplus subset and a  $R^2$

322 for this set is calculated. This methodology is reiterated for each of the ten subsets and

323 ten different  $R^2$  are accomplished. The average value of these ten distinct values of  $R^2$  is  
 324 the 10-fold cross-validation  $R^2$ . This average precision is an estimator for the method  
 325 exactness. Finally, a conjunction of hyperparameters with the best efficiency is selected  
 326 [12,45,46].

327

328 To implement the distinct GS/SVM approaches, the open-source machine learning  
 329 software known as WEKA was employed in this investigation [47,48]. The variation  
 330 intervals for the distinct hyperparameters entailed in the SVM approach and its kernels  
 331 are illustrated in Table 2.

332

333 **Table 2**

334 The variation intervals for the distinct SVM kernel parameters by employing the GS  
 335 optimizer.

SVM hyperparameters	Lower limit	Upper limit
$C$	$10^{-6}$	$10^4$
$\varepsilon$	$10^{-10}$	$10^1$
$\sigma$	$10^{-6}$	$10^3$

336

337 The optimal parameters of the SVM approaches tuned with the grid search (GS) optimizer  
 338 are illustrated in Table 3.

339

340

341

342 **Table 3**

343 The optimal parameters of the SVM models tuned with grid search (GS).

344

Method	Values of optimal hyperparameters
<i>SVM Linear Kernel</i>	Regularization factor $C = 1.0 \times 10^0$ , $\varepsilon = 1.0 \times 10^{-2}$
<i>SVM Quadratic Kernel</i>	Regularization factor $C = 1.0 \times 10^0$ , $\varepsilon = 1.0 \times 10^{-3}$ , $p = 2$
<i>SVM Cubic Kernel</i>	Regularization factor $C = 1.0 \times 10^{-1}$ , $\varepsilon = 1.0 \times 10^{-2}$ , $p = 3$
<i>SVM RBF Kernel</i>	Regularization factor $C = 1.0 \times 10^2$ , $\varepsilon = 1.0 \times 10^{-3}$ , $\sigma = 1.0 \times 10^{-2}$

345

346 For comparison purposes, the GS/MLP approach has been largely implemented in this  
 347 investigation. Likewise, we know that MLP relies on the following parameters [18–21]:

- 348 • Learning rate (*LR*): It is a parameter, which is selected to ensure that the weights  
 349 quickly converge to a response without oscillations.
- 350 • Momentum (*m*): In neural networks, it is a variant of the *stochastic gradient*  
 351 *descent*.
- 352 • Number of hidden layer neurons (*h*): As a rule, the neurons number of the hidden  
 353 layer is about 2/3 (or 70% to 90%) of the input layer size.

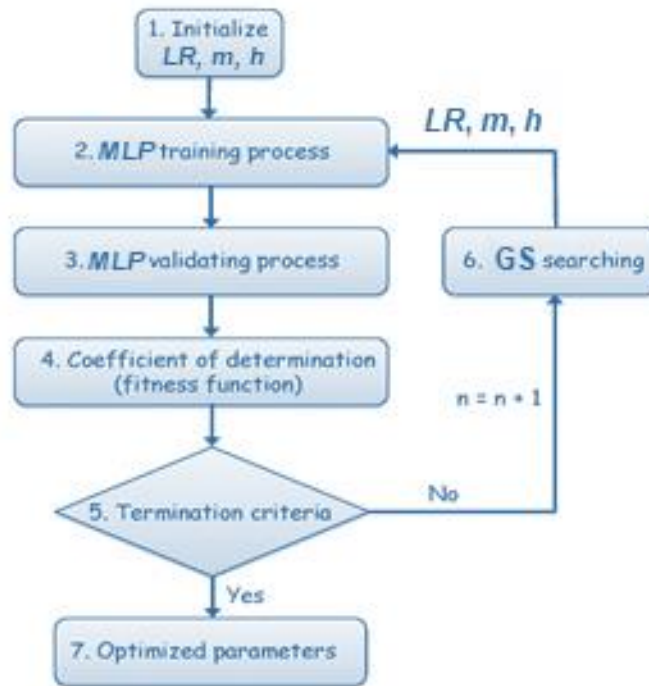
354

355 Grid search (GS) optimizer was applied [13–17] for this parameter tuning. The process  
 356 flow diagram of this GS/MLP is illustrated in Fig. 4.

357

358





**Fig. 4.** Process flow diagram of the GS/MLP approach.

359

360

361

362 Likewise, the coefficient of determination ( $R^2$ ) was determined through 10-fold cross-  
 363 validation method [43,44].

364

365 Multilayer perceptron (MLP), was also performed with the open-source machine learning  
 366 software WEKA [47,48] with the grid search optimizer. The initial intervals of the GS  
 367 parameters are illustrated in Table 4.

368

369

370

371

372

373

374 **Table 4**

375 Search space of the MLP parameters for the GS tuning process.

376

MLP hyperparameters	Lower limit	Upper limit
Learning rate	0	1
Momentum factor	0	1
Number of hidden layers	1	30

377

378 The found optimal GS/MLP parameters are illustrated in Table 5.

379

380 **Table 5**

381 Optimized parameters for the GS/MLP approach.

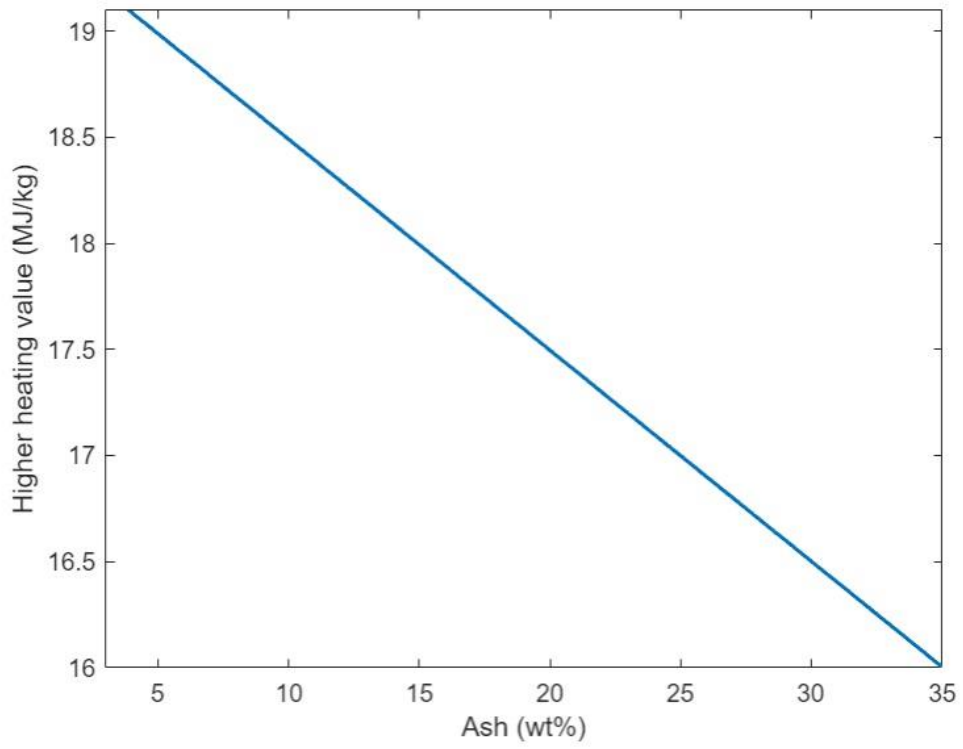
Hyperparameters	Optimal values
Learning rate ( <i>LR</i> )	0.6
Momentum factor ( <i>m</i> )	0.2
Number of hidden layers ( <i>h</i> )	3

382

383 Next, the first and second-order terms of the SVM approach with linear kernel are  
 384 illustrated in Fig. 5. This graph allows comprehension of the connection of the different  
 385 input variables involved in the approach. From the earlier graph, Fig. 5(a) illustrates the  
 386 raw biomass higher heating value (Y-axis) as a function of Ash (X-axis), preserving as  
 387 constant the two leftover input variables. Similarly, Fig. 5(d) illustrates the raw biomass  
 388 higher heating value as a function of the Ash and Volatile matter, keeping constant  
 389 another remaining input variable.

390

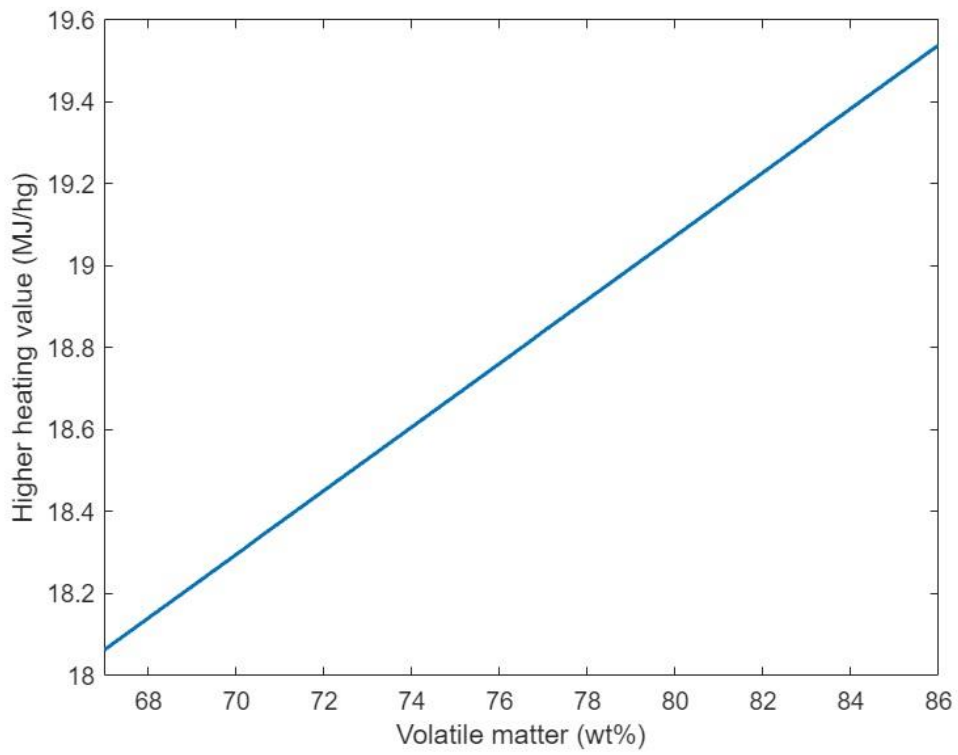
391



392

393

(a)



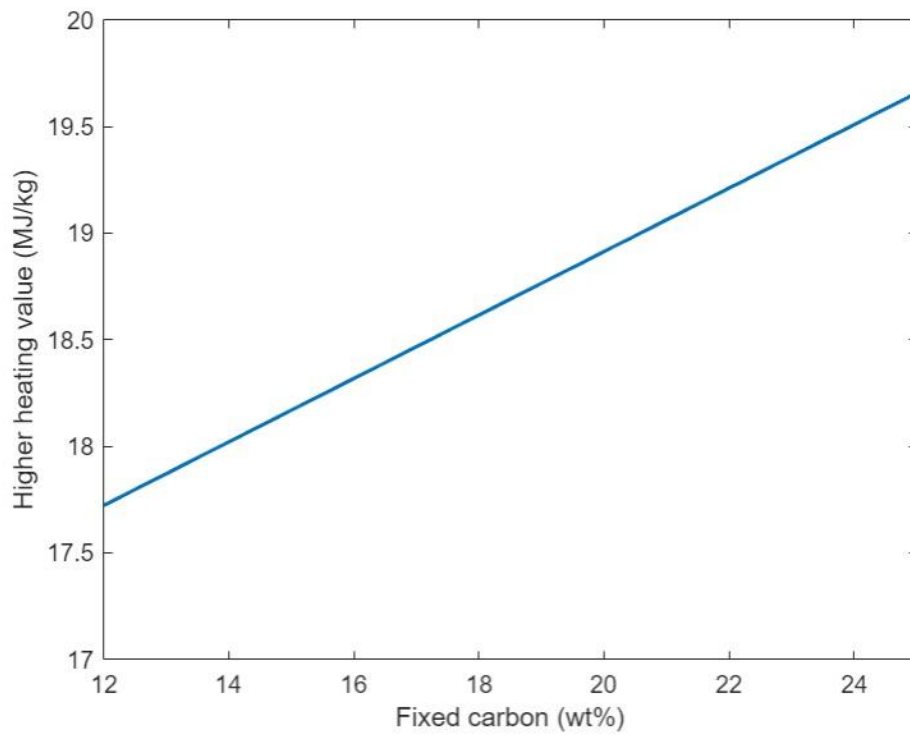
394

395

(b)

21

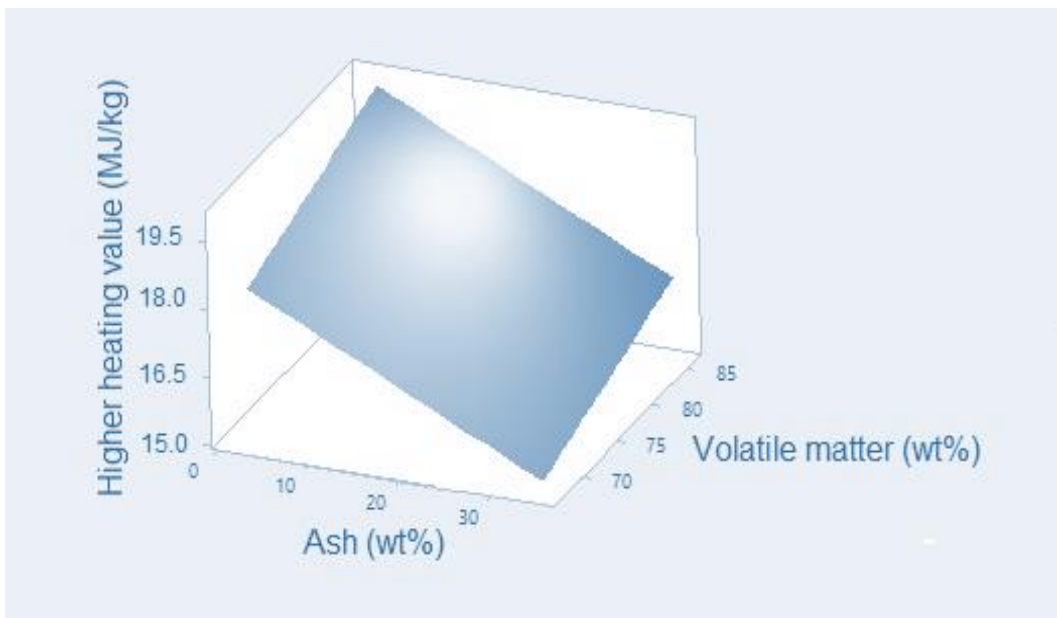
396



397

398

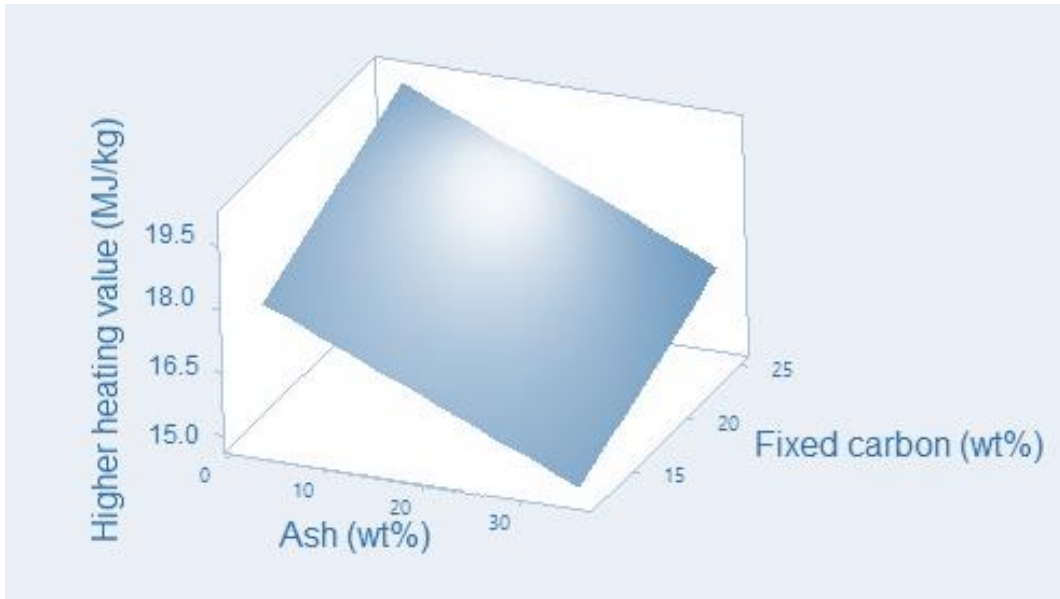
(c)



399

400

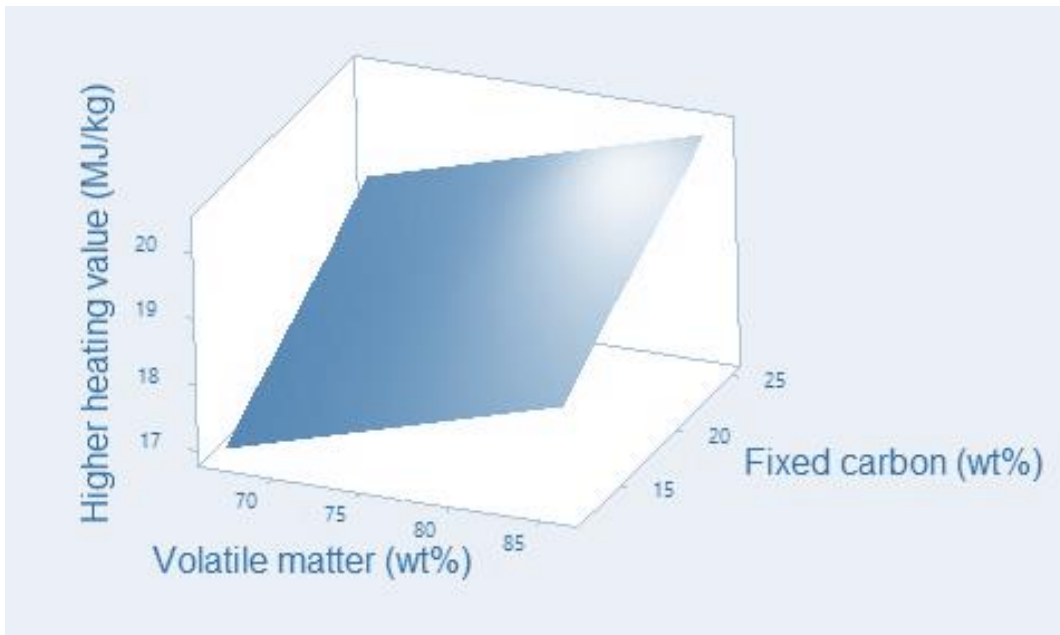
(d)



401

402

(e)



403

404

(f)

405

406 **Fig. 5.** Graphical chart of the first and second-order terms that compound the novel  
 407 GS/SVM approach for the raw biomass higher heating value (HHV): (a) Ash first-order  
 408 term; (b) Volatile matter first-order term; (c) Fixed carbon first-order term; (d) Ash and

409 Volatile matter second-order term; (e) Ash and Fixed carbon second-order term; and (f)  
 410 Volatile matter and Fixed carbon second-order term.

411

412 In this sense, Table 6 illustrates the correlation and determination coefficients for the  
 413 GS/SVM and GS/MLP approaches.

414

415 **Table 6**

416 Correlation coefficient ( $r$ ) and coefficient of determination ( $R^2$ ) for GS/SVM and  
 417 GS/MLP approaches.

<b>Model</b>	<b>Coefficients of determination (<math>R^2</math>)/correlation coefficients (<math>r</math>)</b>
<i>Linear-SVM</i>	<b>0.8517/0.9229</b>
<i>Quadratic-SVM</i>	0.6584/0.8114
<i>Cubic-SVM</i>	0.8317/0.9120
<i>RBF-SVM</i>	0.5756/0.7587
<i>MLP</i>	0.7748/0.8802

418

419 Keeping in mind the calculation of the goodness-of-fit, SVM with linear kernel is the best  
 420 approach that predicts the raw biomass higher heating value (HHV), since a coefficient  
 421 of determination  $R^2$  of 0.8517 and a correlation coefficient  $r$  of 0.9229 have been  
 422 acquired. Additionally, the comparative relevance of the variables in this approach is  
 423 illustrated in Table 7 and Fig. 6.

424

425

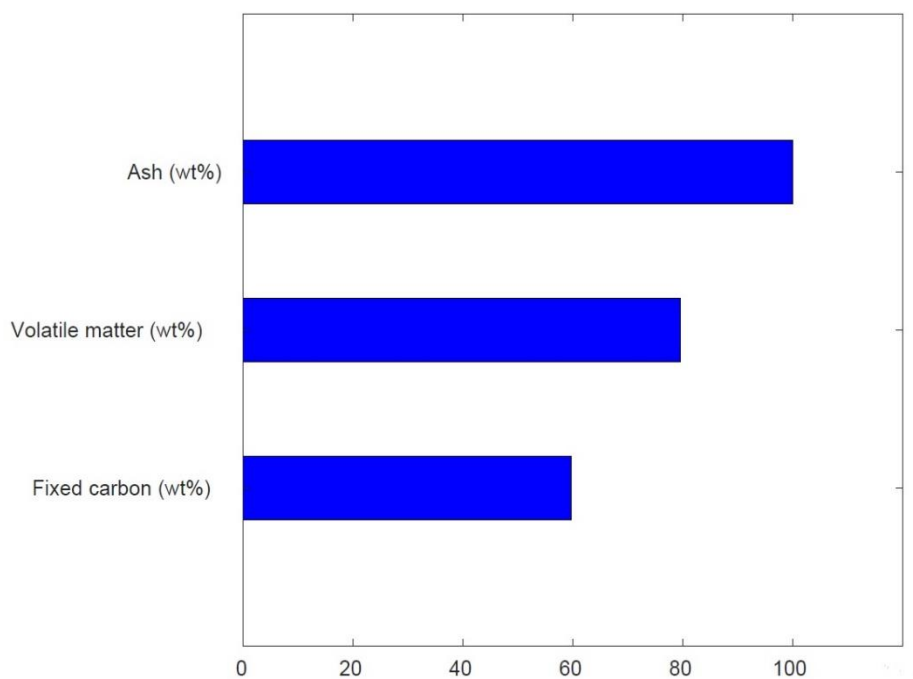
426 **Table 7**

427 Weights connected to each input variable in the GS/SVM approach.

428

Variable	Weight
Fixed carbon (wt%)	0.2861
Volatile matter (wt%)	0.3813
Ash (wt%)	-0.4791

429



430

431 **Fig. 6.** Relevance classification of the input variables for the GS/SVM approach.

432

433 Hence, the most prominent input variable in HHV prediction in the GS/SVM approach is

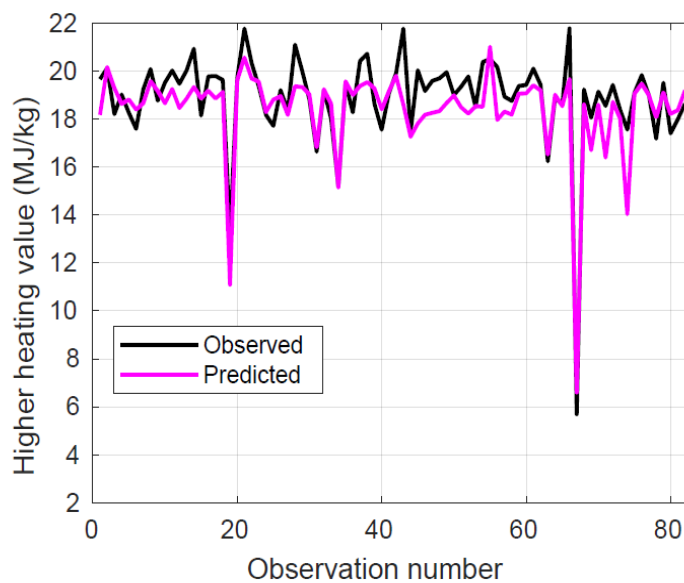
434 *Ash*, followed by the Volatile matter and Fixed Carbon.

435

436 Dulong, who earlier emphasized the importance of carbon, hydrogen, and oxygen in the  
437 HHV research for a typical fuel [25], developed a formula that relates the basis of the  
438 chemical components by those parameters. This is related to the ranking order of the  
439 GS/SVM model, which gives ash and volatile matter a significant weight because of the  
440 role of hydrogen and oxygen in biomass HHV. Volatile matter can be utilized to assess  
441 biomass quality and combustion efficiency for thermal energy conversion [49,50]. The  
442 suggested low weight of fixed carbon in the obtained model is conditioned by the low  
443 proportion of carbon in biomass, which is usually around 50%.

444

445 To conclude, in this investigation, we have estimated the raw biomass HHV with  
446 precision as illustrated in Fig. 7 employing the comparison between experimental and  
447 predicted HHV examples employing GS/MLP (see Fig. 7(a)) and GS/SVM with linear  
448 kernel (see Fig. 7(b)) approaches. The best efficiency is acquired by this second  
449 approximation.



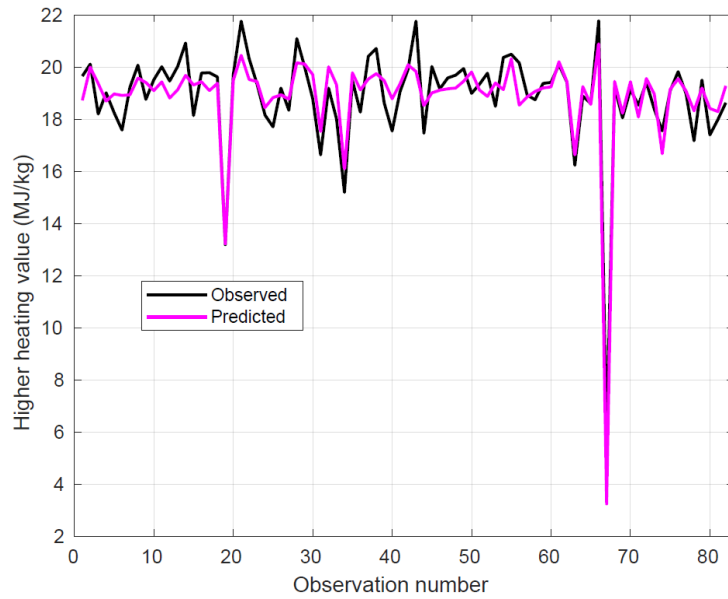
450

451

(a)

26





452

453

(b)

454 **Fig. 7.** Observed and predicted HHVs using GS/MLP and GS/SVM models: (a) GS/MLP

455 ( $R^2 = 0.7748$ ); and (b) GS/SVM ( $R^2 = 0.8517$ ).

456

#### 457 **4. Conclusions**

458

459 Solid biofuels are being explored as a possible alternative solid fuel to coal. As a result,  
 460 researchers are experimenting with bioenergy models, utilizing various source materials  
 461 and conversion techniques. To minimize the experimental procedures in bioenergy  
 462 research, an estimating model for HHV was developed utilizing regression analysis for  
 463 solid biofuels in this work. In this regard, for thermal energy analysis, an advanced HHV  
 464 prediction equation that might be useful in biofuel research has been suggested.

465

466 However, raw biomass materials are studied based on proximate analysis in the industrial  
 467 energy context. For this reason, it is calculated the HHV directly using the proximate

468 analysis parameters with an advanced model, avoiding experimental procedures and time  
469 investment, the quality of the predictions was verified in this investigation, giving rise to  
470 the following findings:

- 471 • The values of the parameters of proximate analysis describe some of the main  
472 characteristics in combustion and provide an estimation of the ash handling.  
473 Likewise, recognition methods of the customary techniques (e.g. bomb  
474 calorimeter to outcome the biomass calorific value) are expensive from material  
475 and human standpoints. Hence, alternating diagnostic techniques are very  
476 attractive and, thus, the novel GS/SVM model employed in this investigation is a  
477 very good tool to predict HHV.
- 478 • A GS/SVM approach using several kinds of kernels was created to predict the  
479 HHV. This model can reduce expenses in the HHV appraisal. The tuning effect  
480 of the SVM kernel parameters on the HHV regression efficiency was identified.
- 481 • For the best GS/SVM model (SVR with linear kernel), a value of the coefficient  
482 of determination equal to 0.8517 was acquired. Likewise, the HHV values  
483 forecasted with this model concurs with the experimental values from the dataset.
- 484 • The relating relevance of the input variables was determined in the prediction of  
485 HHV. Specifically, the input variable Ash is proved as the most outstanding in the  
486 forecasting of the HHV, but in an inversely proportional way. Next, this variable  
487 is followed in importance to estimate HHV by the variables Volatile matter and  
488 Fixed carbon in a directly proportional way.

489 • The outcomes teach that GS/SVM approach ameliorates largely the estimation  
490 capacity in comparison to that acquired only with a SVM regressor without tuning  
491 parameters.

492

493 To sum up, this approach can be employed in distinct bioenergy methods for conversion  
494 by energy systems with similar or distinct biomass categories satisfactorily. However, it  
495 is essential to keep in mind the specificities of each particular biomass and experimental  
496 surroundings. Thus, a GS/SVM model is a good response to the subject of the HHV  
497 prediction.

498

#### 499 **CRedit authorship contribution statement**

500 **Paulino J. García Nieto, Esperanza García–Gonzalo, Beatriz M. Paredes–Sánchez,**  
501 **José P. Paredes–Sánchez:** Conceptualization, Methodology. **Paulino J. García Nieto,**  
502 **Esperanza García–Gonzalo:** Software, Validation, Data Curation. **Paulino J. García**  
503 **Nieto, Beatriz M. Paredes–Sánchez:** Writing–Original Draft. **Paulino J. García Nieto,**  
504 **Esperanza García–Gonzalo, Beatriz M. Paredes–Sánchez, José P. Paredes–Sánchez:**  
505 Validation, Formal Analysis, Visualization, Investigation. **Paulino J. García Nieto, José**  
506 **P. Paredes–Sánchez:** Supervision. **Paulino J. García Nieto, Beatriz M. Paredes–**  
507 **Sánchez:** Writing–Reviewing and Editing.

508

#### 509 **Declaration of Competing Interest**

510 The authors declare that they have no known competing financial interests or personal  
511 relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

512

513 **References**

514 [1] Welfle A, Thornley P, Röder M. A review of the role of bioenergy modelling in  
515 renewable energy research and policy development. *Biomass Bioenerg*  
516 2020;136:105542. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105542>.

517 [2] McGovern G, Klenke T. Towards a driver framework for regional bioenergy  
518 pathways. *J Clean Prod* 2018;185:610–  
519 8. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.251>.

520 [3] Paredes-Sánchez JP, López-Ochoa LM. Bioenergy as an alternative to fossil fuels in  
521 thermal systems. In: Vassel-Be-Hagh A, Ting D, editors. *Advances in Sustainable*  
522 *Energy, Lecture Notes in Energy*, Cham, Switzerland: Springer; 2019, vol. 70, p. 149–  
523 68.

524 [4] Mazhar AR, Liu S, Shukla A. A state of art review on the district heating  
525 systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;96:420–39.  
526 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.005>.

527 [5] Paredes-Sánchez BM, Paredes-Sánchez JP, García-Nieto PJ. Energy multiphase  
528 model for biocoal conversion systems by means of a nodal network. *Energies*  
529 2021;13:2728. <https://doi.org/10.3390/en13102475>.

530 [6] Vapnik V. *Statistical Learning Theory*. New York: Wiley–Interscience; 1998.

531 [7] Cristianini N, Shawe–Taylor J. *An Introduction to Support Vector Machines and*  
532 *Other Kernel–based Learning Methods*. New York: Cambridge University Press;  
533 2000.

- 534 [8] Schölkopf B, Smola AJ, Williamson R, Bartlett P. New support vector algorithms.  
535 Neural Comput 2000;12(5):1207–45. <https://doi.org/10.1162/089976600300015565>.
- 536 [9] Hastie T, Tibshirani R, Friedman J. The Elements of Statistical Learning. New York:  
537 Springer–Verlag; 2003.
- 538 [10] Hansen T, Wang CJ. Support vector based battery state of charge estimator. J Power  
539 Sources 2005;141:351–8. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.09.020>.
- 540 [11] Li X, Lord D, Zhang Y, Xie Y. Predicting motor vehicle crashes using Support  
541 Vector Machine models. Accident Anal Prev 2008;40:1611–8.
- 542 [12] Steinwart I, Christmann A. Support Vector Machines. New York: Springer; 2008.
- 543 [13] Chong EKP, S.H. Zak, An Introduction to Optimization, Wiley, New York, 2013.
- 544 [14] R.C. Eberhart, Shi Y, Kennedy J. Swarm Intelligence. San Francisco, USA: Morgan  
545 Kaufmann; 2001.
- 546 [15] Bergstra J, Bengio Y. Random search for hyper-parameter optimization. J Mach  
547 Learn Res 2012;133:281–305.
- 548 [16] Aggarwal CC. Linear Algebra and Optimization for Machine Learning. New York:  
549 Springer; 2020.
- 550 [17] Agrawal T. Hyperparameter Optimization in Machine Learning: Make Your  
551 Machine Learning and Deep Learning Models More Efficient. New York: Apress;  
552 2020.
- 553 [18] Hassoun M. Fundamentals of artificial neural networks. Massachusetts, USA: The  
554 MIT Press, Bradford Book; 1995.

- 555 [19] Shepherd AJ. Second-order methods for neural networks: perspectives in neural  
556 computing. London: Springer-Verlag; 1997.
- 557 [20] Haykin S. Neural networks: a comprehensive foundation. Singapore: Prentice–Hall;  
558 1999.
- 559 [21] Fine TL. Feed-forward neural network methodology. New York: Springer-Verlag;  
560 1999.
- 561 [22] Shrestla NK, Shukla S. Support vector machine based modeling of  
562 evapotranspiration using hydro–climatic variables in a sub–tropical environment. *Agr*  
563 *Forest Meteorol* 2015;200:172–84. <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2014.09.025>.
- 564 [23] Chen J–L, Li G–S, Wu S–J. Assessing the potential of support vector machine for  
565 estimating daily solar radiation using sunshine duration. *Energ Convers Manage*  
566 2013;75:311–18. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.034>.
- 567 [24] De Leone R, Pietrini M, Giovannelli A. Photovoltaic energy production forecast  
568 using support vector regression. *Neural Comput Appl* 2015;26:1955–62.  
569 <https://doi.org/10.1007/s00521-015-1842-y>.
- 570 [25] Erol M, Haykiri–Acma H, Küçükbayrak S. Calorific value estimation of biomass  
571 from their proximate analyses data. *Renew Energ* 2010;35(1):170–3.  
572 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.05.008>.
- 573 [26] Vargas–Moreno JM, Callejón–Ferre AJ, Pérez–Alonso J, Velázquez–Martí B. A  
574 review of the mathematical models for predicting the heating value of biomass  
575 materials. *Renew Sust Energ Rev* 2012;16(5):3065–83.  
576 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.054>.

- 577 [27] Demirbas A. Linear equations on thermal degradation products of wood chips in  
578 alkaline glycerol. *Energ Convers Manage* 2004;45:983–94.  
579 <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.08.018>.
- 580 [28] Demirbas A. Calculation of higher heating values of biomass fuels. *Fuel*  
581 1996;76:431–4. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(97\)85520-2](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(97)85520-2).
- 582 [29] Jenkins BM, Ebeling JM. Correlations of physical and chemical properties of  
583 terrestrial biomass with conversion. In: *Proceedings of 1985 symposium energy from*  
584 *biomass and waste IX IGT, California*, p. 371; 1985.
- 585 [30] ECN Phyllis. The composition of biomass and waste, <https://phyllis.nl/>; 2021  
586 [Accessed 09 June 2021].
- 587 [31] Roberto G, Consuelo P, Antonio GL, Julio LB. Characterization of Spanish biomass  
588 wastes for energy use. *Bioresour Technol* 2012;103:249–58.  
589 <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2011.10.004>.
- 590 [32] Parikh J, Channiwala SA, Ghosal GK. A correlation for calculating HHV from  
591 proximate analysis of solid fuels. *Fuel* 2005;84:487–94.  
592 <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.10.010>.
- 593 [33] Callejón–Ferre AJ, Velázquez–Martí B, López–Martínez JA, Manzano–Agügliaro  
594 F. Greenhouse crop residues: energy potential and models for the prediction of their  
595 higher heating value. *Renew Sust Energ Rev* 2011;15:948–55.  
596 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.012>.
- 597 [34] Saidur R, Abdelaziz EA, Demirbas A, Hossain MS, Mekhilef S. A review on  
598 biomass as a fuel for boilers. *Renew Sust Energ Rev* 2011;15(5):2262–89.  
599 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.015>.

- 600 [35] Callejón-Ferre AJ, Carreño-Sánchez J, Suárez-Medina FJ, Pérez-Alonso J,  
601 Velázquez-Martí B. Prediction models for higher heating value based on the structural  
602 analysis of the biomass of plant remains from the greenhouses of Almería  
603 (Spain). *Fuel* 2014;116:377–87. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.023>.
- 604 [36] Yin C–Y. Prediction of higher heating values of biomass from proximate and  
605 ultimate analyses. *Fuel* 2011;90(3):1128–32.  
606 <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.11.031>.
- 607 [37] Nikoo MR, Mahjouri N. Water quality zoning using probabilistic support vector  
608 machines and self–organizing maps. *Water Resour Manag* 2013;27(7):2577–94.  
609 <https://doi.org/10.1007/s11269-013-0304-5>.
- 610 [38] Ziani R, Felkaoui A, Zegadi R. Bearing fault diagnosis using multiclass support  
611 vector machines with binary particle swarm optimization and regularized Fisher’s  
612 criterion. *J Intell Manuf* 2017;28:405–17. [https://doi.org/10.1007/s10845-014-0987-](https://doi.org/10.1007/s10845-014-0987-3)  
613 3.
- 614 [39] Zeng J, Qiao W. Short–term solar power prediction using a support vector machine.  
615 *Renew Energ* 2013;52:118–27. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.009>.
- 616 [40] Ortiz–García EG, Salcedo–Sanz S, Pérez–Bellido AM, Portilla–Figueras JA, Prieto  
617 L. Prediction of hourly O<sub>3</sub> concentrations using support vector regression algorithms.  
618 *Atmos Environ* 2010;44(35):4481–8.  
619 <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2010.07.024>.
- 620 [41] Pal M, Goel A. Estimation of discharge and end depth in trapezoidal channel by  
621 support vector machines. *Water Resour Manage* 2007;21(10):1763–80.  
622 <https://doi.org/10.1007/s11269-006-9126-z>.



- 623 [42] García Nieto PJ, García-Gonzalo E, Sánchez-Lasheras F, Bernardo Sánchez A.  
624 Chrome layer thickness modelling in a hard chromium plating process using a hybrid  
625 PSO/RBF–SVM–based model. *Int J Interac Multi Artif Intell* 2020;6(4):39–48.  
626 <https://doi.org/10.9781/ijimai.2020.11.004>.
- 627 [43] Wasserman L. *All of Statistics: A Concise Course in Statistical Inference*. New  
628 York: Springer; 2003.
- 629 [44] Freedman D, Pisani R, Purves R. *Statistics*. New York: W.W. Norton & Company;  
630 2007.
- 631 [45] Picard R, Cook D. Cross-validation of regression models. *J Am Stat Assoc*  
632 1984;79(387):575–83. <https://doi.org/10.2307/2288403>.
- 633 [46] Efron B, Tibshirani R. Improvements on cross-validation: the .632 + bootstrap  
634 method. *J Am Stat Assoc* 1997;92(438):548–60. <https://doi.org/10.2307/2965703>.
- 635 [47] Witten IH, Frank E, Hall MA. *Data Mining: Practical Machine Learning Tools and*  
636 *Techniques*, fourth ed.. Burlington, Massachusetts, USA: Morgan Kaufmann; 2016.
- 637 [48] Hall MA, Frank E, Holmes G, Pfahringer B, Reutemann P, Witten IH. The WEKA  
638 data mining software: an update. *ACM SIGKDD Explor* 2009;11(1):10–18.  
639 <https://doi.org/10.1145/1656274.1656278>.
- 640 [49] Dahlquist E. *Biomass as Energy Source: Resources, Systems and Applications*. Boca  
641 Ratón (FL), USA: CRC Press; 2013.
- 642 [50] Wang S, Luo Z. *Pyrolysis of Biomass*. Warsaw, Poland: De Gruyter Ltd.; 2016.

*Agradecimientos: Adaptado para fines de tesis. Reproducido con permiso de Elsevier para fines de tesis. Este artículo fue publicado en Fuel, García Nieto, P. J., García-Gonzalo, E., Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., Forecast of the higher heating value based on proximate analysis by using support vector machines and multilayer perceptron in bioenergy resources. Fuel, 317, 122824, Copyright Elsevier (2022).*

*[Acknowledgement: Adapted for thesis purposes. Reproduced with permission from Elsevier for thesis purposes. This article was published in Fuel, García Nieto, P. J., García-Gonzalo, E., Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., Forecast of the higher heating value based on proximate analysis by using support vector machines and multilayer perceptron in bioenergy resources. Fuel, 317, 122824, Copyright Elsevier (2022)].*

**8.3. *Publicación III.* Fase II: Tecnología para la integración de la conversión energética renovable mediante modelos multifase**

Article

# Energy Multiphase Model for Biocoal Conversion Systems by Means of a Nodal Network

Beatriz M. Paredes-Sánchez <sup>1</sup>, José P. Paredes-Sánchez <sup>1,\*</sup> and Paulino J. García-Nieto <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Department of Energy, College of Mining, Energy and Materials Engineering, University of Oviedo, 33004 Oviedo, Spain; uo19070@uniovi.es

<sup>2</sup> Department of Mathematics, Faculty of Sciences, University of Oviedo, 33007 Oviedo, Spain; pjgarcia@uniovi.es

\* Correspondence: paredespablo@uniovi.es

Received: 28 April 2020; Accepted: 25 May 2020; Published: 29 May 2020



**Abstract:** The coal-producing territories in the world are facing the production of renewable energy in their thermal systems. The production of biocoal has emerged as one of the most promising thermo-energetic conversion technologies, intended as an alternative fuel to coal. The aim of this research is to assess how the model of biomass to biocoal conversion in mining areas is applied for thermal systems engineering. The Central Asturian Coal Basin (CACB; Spain) is the study area. The methodology used allows for the analysis of the resource as well as the thermo-energetic conversion and the management of the bioenergy throughout the different phases in a process of analytical hierarchy. This is carried out using a multiphase mathematical algorithm based on the availability of resources, the thermo-energetic conversion, and the energy management in the area of study. Based on the working conditions, this research highlights the potential of forest biomass as a raw material for biocoal production as well as for electrical and thermal purposes. The selected node operates through the bioenergy-match mode, which has yielded outputs of 23 MW<sub>e</sub> and 172 MW<sub>th</sub>, respectively.

**Keywords:** biomass; bioenergy; energy production system

## 1. Introduction

The constant technological progress and the increasing industrialization of society have boosted the demand for energy. Fossil fuel deposits, such as those in coal basins, are limited and have been extensively exploited, so modelling the biomass potential of renewable sources in these areas is a challenge for the future in the European Union (EU). Spain boasts a wide variety of renewable resources such as biomass and wind and solar energy, all available as renewable energy sources [1]. The technological capacity of Spanish industry has made it a benchmark in the use of renewable resources [2]. The potential of Spain in renewable energies is well above both the domestic energy demand and the existing fossil fuel resources [3]. Despite this situation, Spain is highly dependent on foreign energy from fossil fuels, coal being the main source of indigenous energy in Spain [4].

Renewable energy sources are found in nature, have the capacity to be totally or partially regenerated, and can be used for energy purposes. Biomass is part of a continual cycle of mass and energy consumption and production in the environment. It can be used to produce energy, either directly by combustion or indirectly by way of biofuels. EU Directive 2003/30/EC [5] defines biomass as a biodegradable fraction of products, waste and residues from agriculture, including vegetal and animal substances, forestry and related industries, as well as the biodegradable fraction of industrial and municipal waste. Such a definition has a comprehensive character since it includes a variety of

energy sources sharing certain characteristics but differing in their origin and the technology used to obtain and use them, one of the main sources being forest biomass.

The EU Forestry Action Plan [6] calls for an assessment of forest biomass availability for energy production in both national and regional energy systems. The most promising scenarios for future use are

1. Production of electricity either by co-combustion or direct combustion;
2. Thermal applications for domestic or industrial consumers;
3. Production of solid biofuels to be used in the cement or steel industry.

This study is to be carried out in the Region of Asturias in northern Spain, a region rich in fossil fuels, i.e., coal, where the production of alternative biofuels has been of interest in the context of the EU [7,8]. Its producing industry uses coal as the main source of indigenous primary energy, a part of which is produced in its mining basins [9]. Mining has gradually declined in recent years following the reduction of its activity [10]. Biomass from forests and forest management in the mining areas is conditioned upon its frequency of occurrence along with its topography. It is, therefore, necessary to carefully plan management procedures based on the distribution of potentials throughout the whole territory. This strategic framework calls for an analysis of the most appropriate techniques for extraction, storage, transport and use of biomass in forests. However, there is limited use of forest biomass to provide an alternative to fossil fuels owing to its low energy density [11].

Biocoal is achieved through a roasting process (i.e., torrefaction process), a high potential process to be applied in the production of solid biofuels from lignocellulosic biomass [12]. In this way, the quality of this fuel increases by virtue of its hydrophobicity and higher calorific value compared to the initial biomass [13]. Biofuels considerably improve the potential of biomass for industry and thermal systems [14]. Furthermore, it is of interest for both industrial energy transition and industry 4.0 [15]. However, modelling, conversion and energy management of resource supply are some of the main challenges in the current energy context [16]. In this regard, Visa et al. [17] have defined the importance of characterizing energy production systems according to the nature of the energy resource used. Paredes-Sánchez and Ochoa-Lopez [18] established the importance of biomass modelling as an alternative to coal in the energy production systems. Therefore, a proper implementation in a traditionally coal-based industry, as is the case of the Principality of Asturias, requires the development of mathematical models for the energy conversion of its resources.

Extensive research has been carried out using both resource characterization and energy conversion models from different perspectives [19–22]. These current works discuss numerous challenging issues, including the increasing number of assumptions that ensure consistency between the models used and the large amount of data required for energy conversion. The combination of modelling methods allows for a significant number of variables to be taken into account to solve the problems of energy conversion [22]. The multiphase model is an important step in developing the knowledge needed to improve energy fuels in thermal systems. In this context, research and development activities on biomass torrefaction have been particularly active in exploring its potential as a fuel [23,24]. However, the modelling and management of the torrefaction process can be found in the literature as a current challenge [25,26]. Kumar et al. [27] have studied the processes of bioenergy transformation, pointing out the necessity to search for comprehensive analytical models to overcome the existing limitations and provide the necessary technology to enable industrial use of high value-added biofuels. Huntington et al. [28] stress the importance of developing advanced mathematical models focused on the potential supply of biomass resources as a source of bioenergy. Paredes-Sánchez et al. [29] point out the limitations in modelling the potential use of biofuels for energy production systems considering the scope of the energy conversion system. In this regard, Bach et al. [30] define the demand for a comprehensive model of biomass torrefaction, which can provide interdisciplinary information to industrialize and commercialize the process. In this framework, a comprehensive analysis of the energy use of biocoal, starting with the supply of biomass as raw material and ending with its final energy

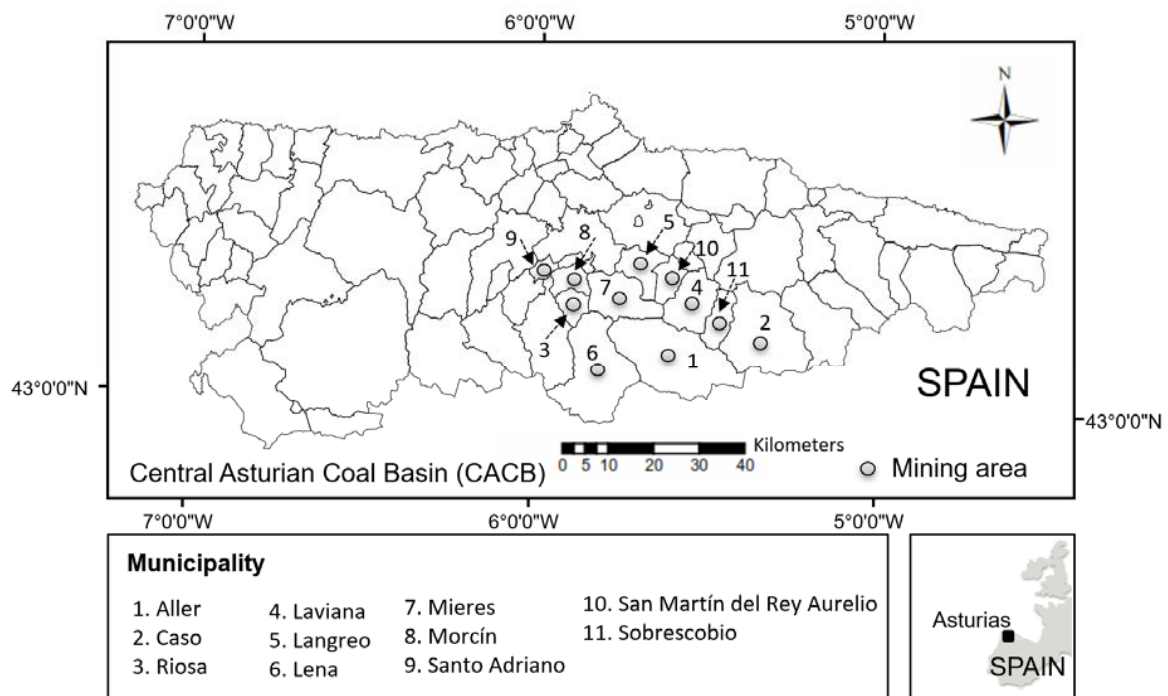
conversion through fossil-fuel-based technologies for thermal systems, is a difficult undertaking in the field of bioenergy. Therefore, the present paper aims to develop a mathematical model that would allow a comprehensive analysis of the potential use of available biomass in the mining areas to produce biocoal for thermal systems engineering. The main breakthrough consists of applying a multiphase model to the data to characterize thermo-energetic conversion and energy management of biomass as a raw material for the production of biocoal. These studies are carried out in the Carboniferous Basin of the Principality of Asturias (CACB).

This work is organized as follows: Section 1 introduces the context of the research and the aim of the work. Section 2 shows the methodology used for the study area and the modelling process to produce biocoal. Section 3 shows both its findings and the details of its implementation as results. Section 4 provides a more detailed analysis of and discussion on biocoal as an alternative fuel to coal in mining areas for energy production systems. Section 5 provides the main conclusions of the study in the mining area by means of energy production systems.

## 2. Materials and Methods

### 2.1. Study Area and Mine Nodes

The National Renewable Energy Action Plan (NREAP) in Spain is aimed at complying with European Directives 2009/28/EC and 2009/29 EC on the contribution of renewable energy and the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions by 2020 [3]. Located in the north of Spain, the Principality of Asturias is an Autonomous Community where 45% of the land is forested. The energy structure of the Principality of Asturias is conditioned by the contribution of fossil fuels to the national energy system as a whole. The Central Asturian Coal Basin (CACB) spreads over the southern councils of the central area of the region (Figure 1).



**Figure 1.** Location of the study area—Principality of Asturias (Spain).

The CACB features the geological resources that represent one of the main coal mining deposits in Spain, located above the geological unit of study [31]. The use of coal as an integral source of indigenous energy is the basis of the Asturian economy. Therefore, the CACB constitutes a geographical, economic, and geological unit that is the study area. In this sense, mine shafts are defined as candidate nodes

of analysis to implement the use of biocoal in energy production systems. It should be noted that the layout and infrastructure of the coal mine itself, i.e., the electricity grid or the transport network, would favor the use of biocoal as an alternative fuel. Table 1 shows the mine shafts considered as modelling nodes.

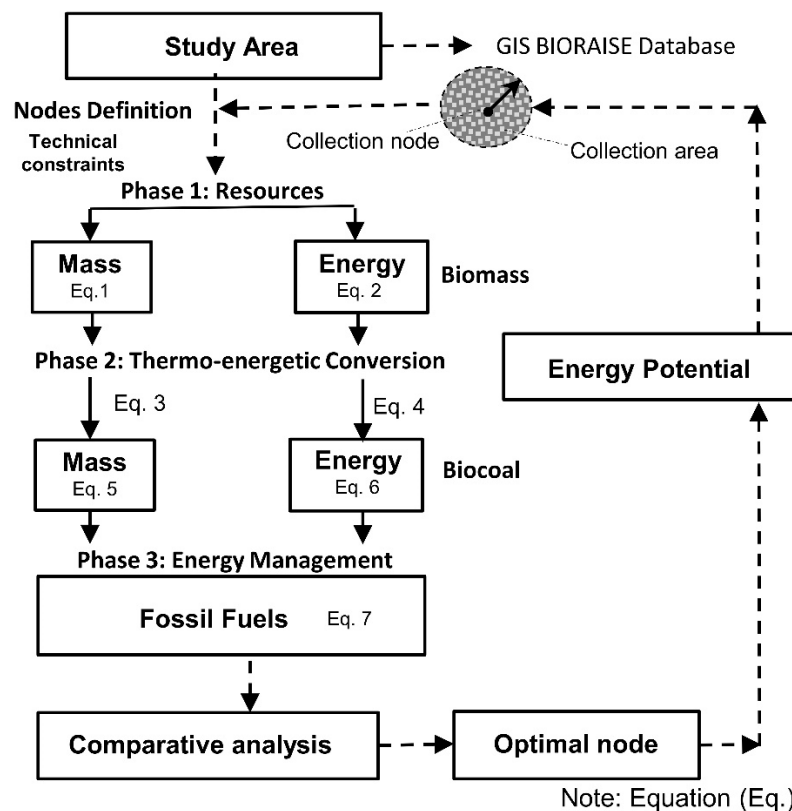
**Table 1.** Nodes defined in the Central Asturian Coal Basin (CACB) study area.

Code	Name of the Node	Municipality
PM	Pozo María Luisa-Samuño	Langreo
PSo	Pozo Sotón	San Martín del Rey Aurelio
PSa	Pozo Santiago	Aller
PMo	Pozo Montsacro	Riosa
PS	Pozo San Nicolás	Mieres
PC	Pozo Candín	Langreo
PCa	Pozo Carrio	Laviana

The analysis of the biomass in the forests surrounding the mine shafts allows unused resources to be valorized for energy production. The use of forest biomass for energy purposes will not only increase the economic development, but also energy self-sufficiency [32,33]. The use of forest residues will also generate environmental benefits [34].

2.2. Multiphase Mathematical Model

The multiphase mathematical model developed for this work comprises three phases in the area of study: resources, thermo-energetic conversion and energy management, each one of which is described in detail in Figure 2.



**Figure 2.** Flowchart of the multiphase mathematical algorithm through mass and energy balance.

### 2.2.1. Phase 1: Resources

For the assessment of potential resources, the Geographic Information System (GIS) database of the BIORAISE GIS tool from the Research Centre for Energy, Environment and Technology (CIEMAT) was used in order to collect data on forest biomass in the CACB study area [35]. In Phase 1 of the mathematical model, it is estimated that the existing resources for each candidate node come from residues of cleaning activities and forest management operations in the study area and are gathered in each of the considered nodes (Figure 2). Mass and energy are expressed in terms of dry ton (dry t). In this study, this biomass is considered as the raw material to be used to generate biocoal through the torrefaction technology in Phase 2 of the model with the roasting system.

The potential mass ( $M$ ) is the residual forestry biomass, such as branches and leaves, found within the study area and therefore, in the surroundings of each modelling node. The available mass ( $m$ ) consists of branches and tops (including leaves). It is obtained from cleaning, thinning and felling operations from BIORASE GIS database (Figure 2), which takes into account the techno-economic constraints of the potential biomass to define the useful resources [35]. Such restrictions derive from harvesting procedures, which depend on the terrain conditions to access the raw material [7] that will define the useful resources, including available mass of conifers, wood and mixtures (dry t/year). Techno-economic constraints affect its use from the point of view of mass and energy balance. The biomass is evaluated in the surroundings of the selected node in the study area using Equation (1).

$$m = \sum_{i=1}^n m_i \quad (1)$$

where

$m$  is total available mass (dry t/year); and

$m_i$  is total available mass of conifers, hardwood and mixtures (dry t/year).

The energy of the available residues ( $E$ ) is the result of Equation (2), where the Lower Heating Value (LHV) is used.

$$E = \sum_{i=1}^n (m_i \cdot \text{LHV}_i) \quad (2)$$

where

$E$  is energy from available mass (GJ/year);

$m_i$  is total available mass of conifers, hardwood and mixtures (dry t/year); and

$\text{LHV}_i$  is Lower Heating Value of conifers, hardwood and mixtures (GJ/dry t).

Phase 2 of the calculation algorithm is defined from the available resource and energy (Figure 2).

### 2.2.2. Phase 2: Thermo-Energetic Conversion

In Phase 2, the thermo-energetic calculation algorithm used to calculate the mass and energy potential of biocoal to be produced is based on Equations (1) and (2), respectively. Torrefaction is a thermal pre-treatment carried out by a reactor system at atmospheric pressure, with no oxygen. The roasting process takes place at temperatures between 200 °C and 300 °C to achieve more uniform solid biofuel, whose two main thermo-energetic characteristics are energy yield and mass yield. The energy and mass yields [36] are defined from the reactive part of the biomass, which is turned into biocoal through torrefaction as energy and mass percentages or fractions [36,37]; therefore, both ash and free water content are excluded from the definition. The mass yield ( $\alpha_y$ ) is the correlation between the mass of the biocoal produced ( $m_b$ ) and the mass of the raw material, i.e., total available mass ( $m$ ), obtained from the resources in the roasting system per candidate node (Equation (3)).

$$\alpha_y = \left( \frac{m_b}{m} \right) \quad (3)$$



Energy yield ( $\beta_y$ ) is defined in the model according to Equation (4)

$$\beta_y = \alpha_y \cdot \left( \frac{\text{LHV}_b}{\text{LHV}} \right) \quad (4)$$

where

“ $\beta_y$ ” is the yield referred to the LHV parameter already considered in Phase 1;

“ $\alpha_y$ ” is mass yield; and

LHV<sub>b</sub> and LHV are lower heating value of biocoal mass and raw material, respectively [36].

The available energy per unit of mass corresponds to LHV because it represents the energy that can be efficiently recovered after combustion. To this objective, the torrefaction process is assumed to be carried out on the available mass as a whole within the areas surrounding each node, thus obtaining Equation (5):

$$m_b = \left( \sum_{i=1}^n m_i \right) \cdot \alpha_y \quad (5)$$

where

$m_b$  is biocoal mass from available mass per node (dry t/year);

$m_i$  is mass of available biomass (dry t/year); and

$\alpha_y$  is mass yield.

For the calculation of energy potential to be obtained as primary energy from biocoal, Equation (6) is applied as an approach.

$$E_b = \sum_{i=1}^n (m_i \cdot \text{LHV}_i) \cdot \beta_y \quad (6)$$

where

$E_b$  is bioenergy as biocoal per node (GJ/year);

$m_i$  is available mass (dry t/year);

LHV<sub>i</sub> is lower heating value of conifers, hardwood and mixtures (GJ/dry t); and

$\beta_y$  is energy yield.

Equations (3) and (4) show the technical feasibility of placing a roasting system at a candidate node in the study area by bioenergy-match mode. Such operating conditions correspond to short residence periods, less than 30 min, with temperatures above 260 °C. Favorable conditions are considered to be those with energy and mass efficiency above 95% and 90% respectively. If the initial biomass to be torrefacted is dry, with moisture content below 10–15%, lower energy efficiency can be expected [37].

### 2.2.3. Phase 3: Energy Management

Biomass represents the main manageable renewable energy and should therefore play a role in energy production to replace or complement fossil fuels (Phase 3). Introducing biocoal in the industrial sector, and especially in thermal demand, calls for a change in the energy supply management model [38]. Energy production systems consist of sets of technologies that transform raw energy from one fuel into final use energy [17], allowing for the production of heat and/or electricity and of new biofuels. Based on the analysis of energy management, the energy to be produced will be assessed on the basis of the biocoal production in the roasting system as compared to its energy-based equivalence to the mass ( $m_f$ ) of other conventional fuels, Equation (7).

$$m_f = E_b / \text{CV}_i \quad (7)$$

This is done by taking the calorific value (CV<sub>i</sub>) of the fuels in Table 2 [39] as an approximation.

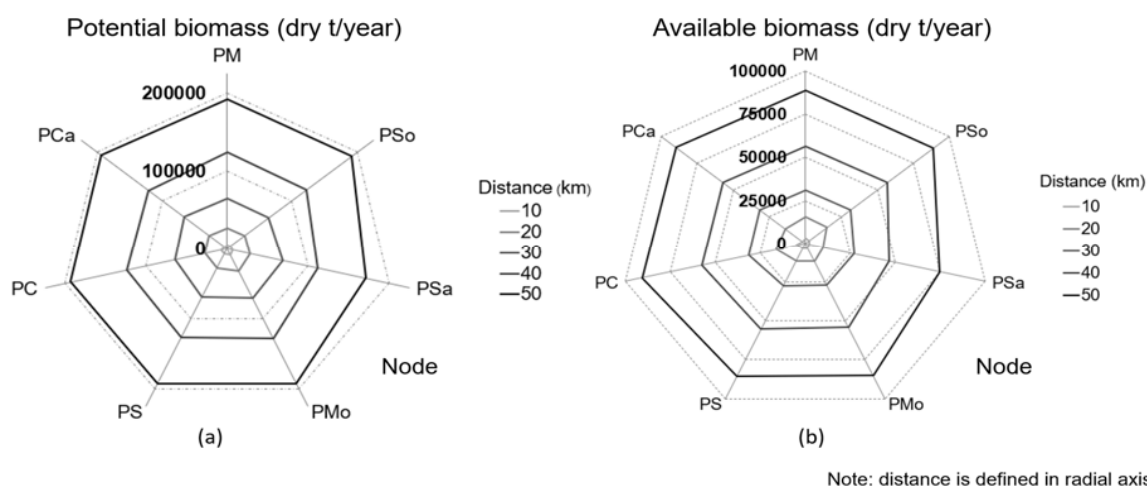
**Table 2.** Energy-based equivalence of certain fuels.

Type of Fuel	Calorific Value (CV <sub>i</sub> ) (GJ/t)
Brown coal	18.8
Distilled oil	41.2
Natural gas	45.6

The model of analysis using the multiphase mathematical algorithm considers a maximum distance of 50 km for the resources around each candidate node, which is a limit distance determined for their transformation into conventional biofuels that can be used in that territory [40]. Consequently, the calculation area is restricted to a maximum of about 50 km away from each candidate node for the entire analysis (Phases 1, 2, and 3). Once the final combination of the results per candidate node has been determined, the optimal node, i.e., the location of the roasting system in one mine shaft, will be defined for the harvesting of the available resources in the study area.

### 3. Results

In Phase 1, the analysis model established by the multiphase mathematical algorithm (Figure 2) shows the quantities of both potential biomass and available biomass in the study area for each of the nodes considered, as shown in Figure 3.



**Figure 3.** Mass per candidate node in the study area: (a) potential biomass (M) and (b) available biomass (m).

Figure 3 shows some linearity in the distribution of the potential biomass around each modelling node considered in the CACB. It indicates a regular distribution of the biomass with the increase of the distance from 10 km to 50 km. Increasing the distance yields more available biomass around each candidate node (Equation (1)). The available energy based on the available biomass per candidate node is shown in Figure 4.

For each node, the amounts of the available biomass that can be collected are above 75 dry kt/year, around 1300 TJ/year. The available biomass will be used as raw material to be converted into biocoal (Figure 4).

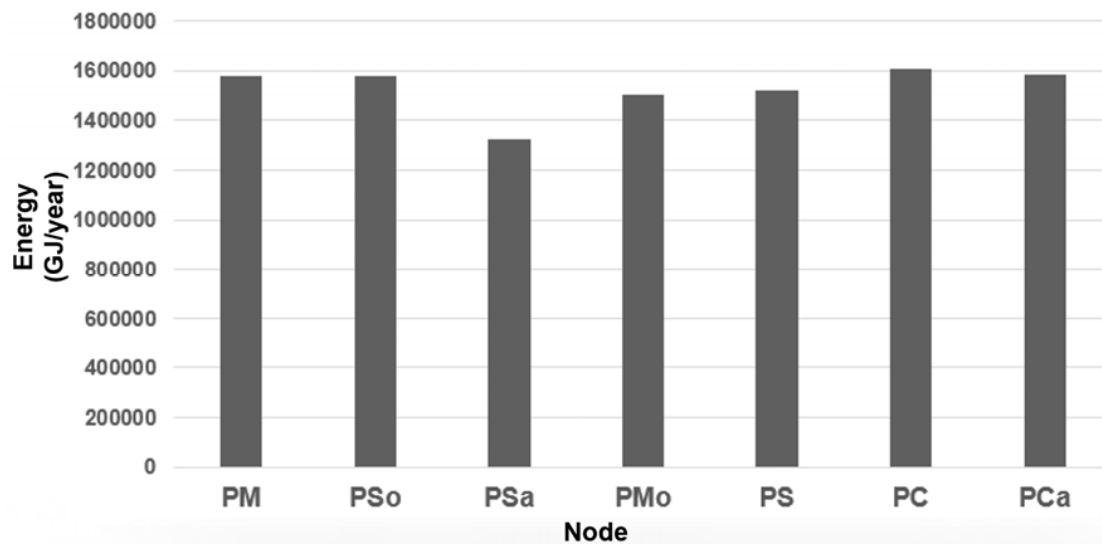
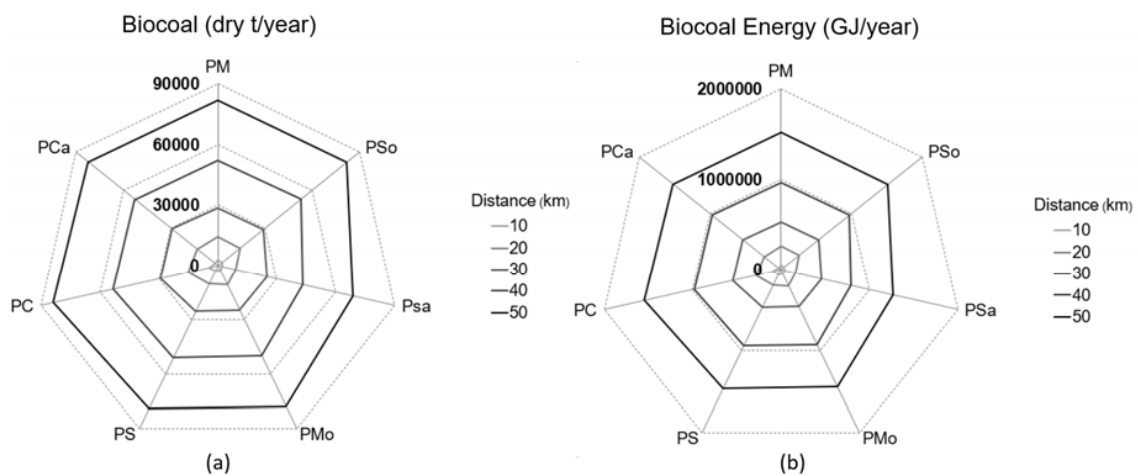


Figure 4. The energy (E) of the available biomass per candidate node as calculated by Equation (2).

Phase 2 takes into account the thermo-energetic conversion of the available biomass into biocoal as per Equations (5) and (6). Figure 5 shows the results of the biocoal potential and its equivalent energy per modelling node with the increase of the distance from 10 km to 50 km. The thermo-energetic conversion does not affect the distribution because it has a similar shift of the mass and energy per candidate node in the study area.



Note: distance is defined in radial axis.

Figure 5. Mass and energy per candidate node in the study area: (a) biocoal ( $m_b$ ), (b) bioenergy ( $E_b$ ).

Furthermore, the LHV distribution of the biocoal obtained from the raw material collected in the study area has been evaluated per candidate node (Figure 6).

As can be seen, there is a homogeneous distribution of the energy quality of the theoretical biocoal to be obtained, reaching an overall average value of about 18.5 GJ/dry t.

Finally, Phase 3 of the algorithm is implemented in each node, based on the data in Table 2. Equation (7) shows this potential as an alternative fuel to coal for energy conversion. This assessment characterizes biocoal as compared to different types of fossil fuels for energy production systems (Figure 7).

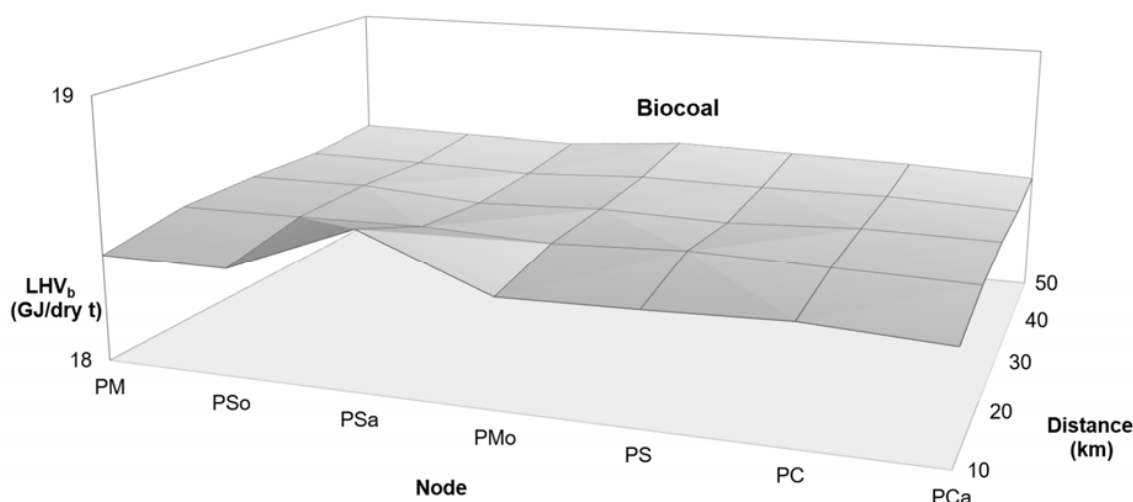


Figure 6. Lower heating value ( $LHV_b$ ) distribution of the obtainable biocoal in the study area.

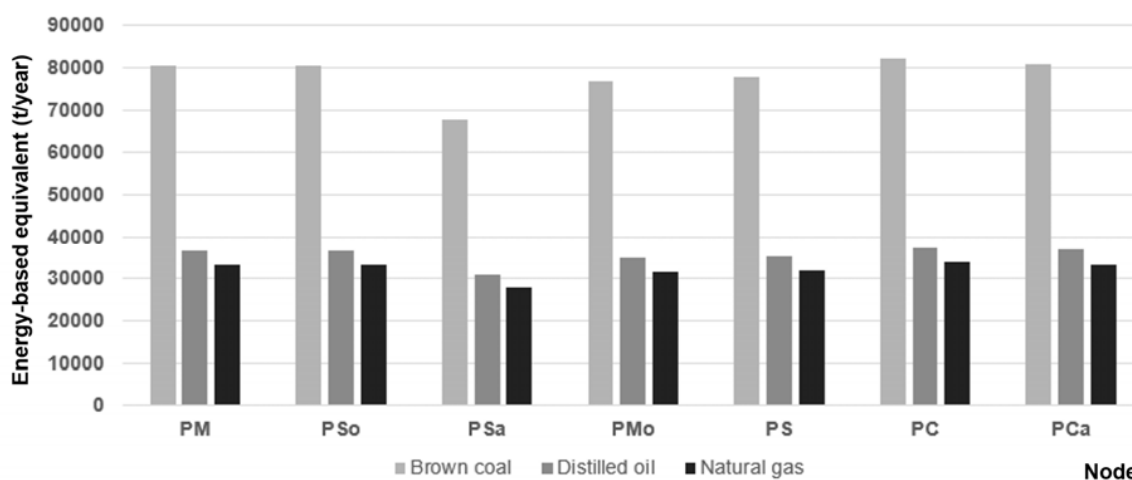


Figure 7. Energy-based equivalent fuels from biocoal, as a substitute in energy production systems.

Taking all candidate nodes, the potentially producible biocoal in terms of energy is equivalent of above 28 kt/year of natural gas, 31 kt/year of distilled oil, and 68 kt/year of brown coal.

#### 4. Discussion

Implementing a technological alternative requires splitting up the analysis by considering the different aspects involved [41]. The paper explores biocoal use as an alternative to coal production in mining basins by using mine shafts as energy conversion nodes that draw on the surrounding forest biomass as raw material. The findings of the study reveal that the proposed model, based on a multiphase algorithm, is highly useful in the study of energy conversion and management for thermal systems. A cumulative analysis of these facts, augmented by other findings of this work, is summarized below.

The potential renewable in the world is diverse and widely distributed in nature [1]. However, most of it may present supply fluctuations, giving rise to risks and uncertainties in serving regional energy markets. In this sense, the use of biocoal in mining environments, as proposed, guarantees the use of renewable resources and their conversion, since it is based on substituting the use of fuel, i.e., coal, with one of similar characteristics, i.e., biocoal. Moreover, there is a whole industrial structure with mature technologies for the use of this coal. Despite this, one of the remaining challenges for the development of biofuels in the industry is whether a sufficient amount of raw material can be generated to meet the growing demand and achieve a shift from fossil fuels to biofuels [42].

In this regard, the applied algorithm shows that any node considered as a thermo-energetic conversion node for biocoal production has at least 75 dry kt/year of raw material for biocoal production in the study area. Here, given the nature of the area under consideration and the nodes, only one node may be selected, given the territorial extension of the CACB.

Biocoal could replace coal in the production of heat and power through energy production systems. It would also have a large impact on industry [43]. Providing the infrastructure, technology and research to enable the use of renewable energy sources available “on site” is a challenge for industry, in particular for readily available sources such as biomass [38]. The continued development of industrial technology is expected that will ensure more competitive, reliable and sustainable energy production systems [44]. The use of biomass as an alternative to coal in certain contexts has been made feasible by using biocoal technology, but advances in technology alone do not promote its widespread use; therefore, extensive studies are needed. In this sense, from the mass and energy balance of the analysis model, the optimal node appears to be PC, this is selected as the optimal node for the CACB. With the use of a roasting system, this node would produce about 84 kt/year of biocoal, equivalent to 1544 TJ/year of biocoal, the largest amount of all the nodes selected in the proposed analysis.

Renewable energy generation systems are illustrative of the fact that some renewable energy infrastructures are at a significant distance from energy conversion systems [41]. Overcoming this barrier to competitiveness of renewable energies requires a well-planned and carefully managed energy supply infrastructure during and after the infrastructure investment. An environment based on fuel-coal energy production systems in the mining basins benefits both their use and direct conversion for electrical, thermal or industrial purposes, given the development of a coal energy conversion industry in the coal mining environment. However, all this requires some analysis of future techno-economic feasibility as well as in-depth studies based on the development of these technologies.

Biomass holds the potential to be considered the best alternative to meet global energy demand sustainably and reduce the impact of polluting energy resources [45]. In this context, the development of biorefineries for the production of advanced biofuels is encouraged. Biorefinery represents a sustainable means of generating multiple bioenergy products from various biomass raw materials via the incorporation of relevant conversion technologies. Biorefinery is crucial in the transition of various traditional industries into a circular bioeconomy in the context of energy transition [46]. That opens up the door to the development of infrastructures such as the biorefinery in the aforementioned node. The use of biomass in energy production systems such as co-firing coal with biomass to generate energy is gradually increasing even though their performance differs significantly due to the wide variations in its physical and chemical properties [47]. However, biocoal overcomes most of its use limitations for heat or electricity production.

In this context, in the shaft named “Pozo Candín” (PC), considering the efficiency of a heat production system with a thermal efficiency of 80% and about 2000 h of operation per year [48], it is possible to install a total power of 172 MW<sub>th</sub> for the energy conversion of biocoal. Additionally, if it is considered the alternative objective of electricity production, either by co-combustion or by itself, looking at an electricity efficiency in the complete conversion of 40% for about 7500 h, it would be possible to achieve an electricity potential equivalent to 23 MW<sub>e</sub> [49,50]. Detailed studies of biomass conversion stages within the energy production system are working lines for the future in order to further develop more efficient and advanced energy conversion systems.

## 5. Conclusions

Biocoal makes it possible to overcome many of the barriers that condition its use and the development of biomass in mining basins around the world due to the traditional interrelationship between the resource and conversion technology for its viability. This is an opportunity to focus on using it in energy production systems that use coal as an energy source, as it overcomes many of the limitations traditionally associated with biomass. In this respect, a multiphase mathematical

algorithm based on operational resource data, thermo-energetic conversion, and energy management has been developed.

The research in this paper highlights the potential of forest biomass in mining areas around the world, in this case in the CACB in Spain, and identifies possible options for the use of forest residues as raw material for solid biofuels as an alternative to coal in carbon basins, i.e., biocoal. Taking a minimum value considering all the nodes in the study area, the energy potential for biocoal is equivalent to over 28 kt/year of natural gas, 31 kt/year of distilled oil, and 68 kt/year of brown coal.

Overall, the quantities of biomass that can be collected in all the nodes studied are above 75 dry kt/year (about 1300 TJ/year). The optimal node that guarantees the largest amount of energy, from a point of view of the proposed mass and energy balance in the study area, is the “Pozo Candín” (PC), which would allow biocoal to be produced through a roasting system at a rate of 84 kt/year, equivalent to 1544 TJ/year in the considered operation conditions with the biomass of the CACB. The production potential of electrical and thermal energy by thermal systems under the defined conditions in this node amounts to 23 MW<sub>e</sub> and 172 MW<sub>th</sub>, respectively.

Implementing this energy potential on an industrial scale in the CACB requires techno-economic and thermal systems studies based on the specific characteristics and objectives of the facilities that will be using it. Future understanding of the range of benefits and challenges when introducing and up-scaling biocoal production under different scenarios will depend on detailed, comprehensive, and simultaneous assessments, technological options, and final techno-economic factors.

**Author Contributions:** Conceptualization and methodology, B.M.P.-S. and J.P.P.-S.; software, J.P.P.-S.; writing—original draft preparation, B.M.P.-S.; writing—review and editing, B.M.P.-S.; visualization, J.P.P.-S. and P.J.G.-N.; supervision, B.M.P.-S., J.P.P.-S., and P.J.G.-N. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

**Funding:** This research received no external funding. It is an initiative of research through an experimental software implementation for technology transfer in thermal systems in the University of Oviedo.

**Acknowledgments:** The authors would like to acknowledge the support of the technical staff of the Research Centre for Energy, Environment and Technology (CIEMAT), throughout the various stages of this work.

**Conflicts of Interest:** The authors declare no conflict of interest.

## References

1. Heras-Saizarbitoria, I.; Sáez, L.; Allur, E.; Morandeira, J. The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *94*, 1036–1043. [CrossRef]
2. Sánchez-Durán, R.; Luque, J.; Barbancho, J. Long-term demand forecasting in a scenario of energy transition. *Energies* **2019**, *12*, 3095. [CrossRef]
3. MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). Plan de Energías Renovables (PER) 2011–2020, Primera Parte. (In Spanish). Available online: [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER\\_2011-2020\\_VOL\\_I\\_tcm30-178649.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER_2011-2020_VOL_I_tcm30-178649.pdf) (accessed on 18 March 2020).
4. MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). La Energía en España 2017. (In Spanish). Available online: <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro-Energia-2017.pdf> (accessed on 18 March 2020).
5. Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the Promotion of the Use of Biofuels or Other Renewable Fuels for Transport. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32003L0030> (accessed on 19 March 2020).
6. European Union Forest Action Plan. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3A124277> (accessed on 18 March 2020).
7. Paredes-Sánchez, J.P.; Gutiérrez-Trashorras, A.J.; Xiberta-Bernat, J. Wood residue to energy from forests in the Central Metropolitan Area of Asturias (NW Spain). *Urban For. Urban Green.* **2015**, *14*, 195–199. [CrossRef]
8. Paredes-Sánchez, J.P.; Gutiérrez-Trashorras, A.J.; Xiberta-Bernat, J. Energy potential of residue from wood transformation industry in the central metropolitan area of the Principality of Asturias (northwest Spain). *Waste Manag. Res.* **2014**, *32*, 241–244. [CrossRef] [PubMed]



9. SADEI (Sociedad Asturiana de Estudios Industriales). Datos Básicos de Asturias 2019 (In Spanish). Available online: <http://www.sadei.es/datos/catalogo/m00/dabaas/2019/datos-basicos-asturias-2019.pdf> (accessed on 19 March 2020).
10. Moreno, B.; López, A.J. The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain). *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2008**, *12*, 732–751. [[CrossRef](#)]
11. Tumuluru, J.S.; Wright, C.T.; Kenney, K.L.; Hess, J.R. *A Technical Review on Biomass Processing: Densification, Preprocessing, Modeling, and Optimization*; Idaho National Laboratory (INL): Idaho Falls, IA, USA, 2010.
12. Dai, L.; Wang, Y.; Liu, Y.; Ruan, R.; He, C.; Yu, Z.; Jiang, L.; Zeng, Z.; Tian, X. Integrated process of lignocellulosic biomass torrefaction and pyrolysis for upgrading bio-oil production: A state-of-the-art review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2019**, *107*, 20–36. [[CrossRef](#)]
13. Batidzirai, B.; Mignot, A.P.R.; Schakel, W.B.; Junginger, H.M.; Faaij, A.P.C. Biomass torrefaction technology: Techno-economic status and future prospects. *Energy* **2013**, *62*, 196–214. [[CrossRef](#)]
14. Niu, Y.; Lv, Y.; Lei, Y.; Liu, S.; Liang, Y.; Wang, D.; Hui, S. Biomass torrefaction: Properties, applications, challenges, and economy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2019**, *115*, 109395. [[CrossRef](#)]
15. Oztemel, E.; Gursev, S. Literature review of Industry 4.0 and related technologies. *J. Intell. Manuf.* **2020**, *31*, 127–182. [[CrossRef](#)]
16. Nunes, L.J.R.; Causer, T.P.; Ciolkosz, D. Biomass for energy: A review on supply chain management models. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2020**, *120*, 109658. [[CrossRef](#)]
17. Visa, I.; Duta, A.; Moldovan, M.; Burduhos, B.; Neagoe, M. *Solar Energy Conversion Systems in the Built Environment. Green Energy and Technology*; Springer: Cham, Switzerland, 2020; pp. 59–158.
18. Paredes-Sánchez, J.P.; López-Ochoa, L.M. Bioenergy as an Alternative to Fossil Fuels in Thermal Systems. In *Advances in Sustainable Energy*; Vassel-Be-Hagh, A., Ting, D., Eds.; Springer: Cham, Switzerland, 2019; pp. 149–168.
19. Murele, O.C.; Zulkafli, N.I.; Kopanos, G.; Hart, P.; Hanak, D.P. Integrating biomass into energy supply chain networks. *J. Clean. Prod.* **2020**, *248*, 119246. [[CrossRef](#)]
20. Azevedo, S.G.; Sequeira, T.; Santos, M.; Mendes, L. Biomass-related sustainability: A review of the literature and interpretive structural modeling. *Energy* **2019**, *171*, 1107–1125. [[CrossRef](#)]
21. García Nieto, P.J.; García-Gonzalo, E.; Sánchez Lasheras, F.; Paredes-Sánchez, J.P.; Riesgo Fernández, P. Forecast of the higher heating value in biomass torrefaction by means of machine learning techniques. *J. Comput. Appl. Math.* **2019**, *357*, 284–301. [[CrossRef](#)]
22. Aalto, M.; Raghu, K.C.; Korpinen, O.J.; Karttunen, K.; Ranta, T. Modeling of biomass supply system by combining computational methods—A review article. *Appl. Energy* **2019**, *243*, 145–154. [[CrossRef](#)]
23. Cahyanti, M.N.; Doddapaneni, T.R.K.C.; Kikas, T. Biomass torrefaction: An overview on process parameters, economic and environmental aspects and recent advancements. *Bioresour. Technol.* **2020**, *301*, 122737. [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]
24. Hu, J.; Song, Y.; Liu, J.; Evrendilek, F.; Buyukada, M.; Yan, Y.; Li, L. Combustions of torrefaction-pretreated bamboo forest residues: Physicochemical properties, evolved gases, and kinetic mechanisms. *Bioresour. Technol.* **2020**, *304*, 122960. [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]
25. Nunes, L.J.; Matias, J.C. Biomass Torrefaction as a Key Driver for the Sustainable Development and Decarbonization of Energy Production. *Sustainability* **2020**, *12*, 922. [[CrossRef](#)]
26. Ribeiro, J.M.C.; Godina, R.; Matias, J.C.D.O.; Nunes, L.J.R. Future perspectives of biomass torrefaction: Review of the current state-of-the-art and research development. *Sustainability* **2018**, *10*, 2323. [[CrossRef](#)]
27. Kumar, B.; Bhardwaj, N.; Agrawal, K.; Chaturvedi, V.; Verma, P. Current perspective on pretreatment technologies using lignocellulosic biomass: An emerging biorefinery concept. *Fuel Process. Technol.* **2020**, *199*, 106244. [[CrossRef](#)]
28. Huntington, T.; Cui, X.; Mishra, U.; Scown, C.D. Machine learning to predict biomass sorghum yields under future climate scenarios. *Biofuel Bioprod. Biorefining* **2020**, *14*, 14. [[CrossRef](#)]
29. Paredes-Sánchez, J.P.; Conde, M.; Gómez, M.A.; Alves, D. Modelling hybrid thermal systems for district heating: A pilot project in wood transformation industry. *J. Clean. Prod.* **2018**, *194*, 726–734. [[CrossRef](#)]
30. Bach, Q.V.; Skreiberg, Ø.; Lee, C.J. Process modeling and optimization for torrefaction of forest residues. *Energy* **2017**, *138*, 348–354. [[CrossRef](#)]

31. Piedad-Sánchez, N.; Suárez-Ruiz, I.; Martínez, L.; Izart, A.; Elie, M.; Keravis, D. Organic petrology and geochemistry of the Carboniferous coal seams from the Central Asturian Coal Basin (NW Spain). *Int. J. Coal Geol.* **2004**, *57*, 211–242. [[CrossRef](#)]
32. Fritsche, U.R.; Iriarte, L. Sustainability criteria and indicators for the bio-based economy in Europe: State of discussion and way forward. *Energies* **2014**, *7*, 6825–6836. [[CrossRef](#)]
33. Forbord, M.; Vik, J.; Hillring, B.G. Development of local and regional forest based bioenergy in Norway—Supply networks, financial support and political commitment. *Biomass Bioenergy* **2012**, *47*, 164–176. [[CrossRef](#)]
34. Soliño, M.; Prada, A.; Vázquez, M.X. Green electricity externalities: Forest biomass in an Atlantic European Region. *Biomass Bioenergy* **2009**, *33*, 407–414. [[CrossRef](#)]
35. BIORAISE. Biomass Database. Available online: <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise/home/main> (accessed on 10 March 2020).
36. Verhoeff, F.; Pels, J.R.; Boersma, A.R.; Zwart, R.W.R.; Kiel, J.H.A. *ECN Torrefaction Technology Heading for Demonstration*; ECN (Energy Research Centre of the Netherlands): Petten, The Netherlands, 2011; pp. 1–8.
37. Bergman, P.C.A.; Boersma, A.R.; Zwart, R.W.R.; Kiel, J.H.A. *Torrefaction for Biomass Co-Firing in Existing Coal-Fired Power Stations*; ECN (Energy Research Centre of the Netherlands): Petten, The Netherlands, 2005; pp. 1–71.
38. Paredes-Sánchez, J.P.; López-Ochoa, L.M.; López-González, L.M.; Las-Heras-Casas, J.; Xiberta-Bernat, J. Evolution and perspectives of the bioenergy applications in Spain. *J. Clean. Prod.* **2019**, *213*, 553–568. [[CrossRef](#)]
39. Derčan, B.; Lukić, T.; Bubalo-Živković, M.; Durev, B.; Stojavljević, R.; Pantelić, M. Possibility of efficient utilization of wood waste as a renewable energy resource in Serbia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2012**, *16*, 1516–1527. [[CrossRef](#)]
40. Paredes-Sánchez, J.P.; García-Elcoro, V.E.; Rosillo-Calle, F.; Xiberta-Bernat, J. Assessment of forest bioenergy potential in a coal-producing area in Asturias (Spain) and recommendations for setting up a Biomass Logistic Centre (BLC). *Appl. Energy* **2016**, *171*, 133–141. [[CrossRef](#)]
41. Li, H.X.; Edwards, D.J.; Hosseini, M.R.; Costin, G.P. A review on renewable energy transition in Australia: An updated depiction. *J. Clean. Prod.* **2020**, *242*, 118475. [[CrossRef](#)]
42. Festel, G.; Würmseher, M.; Rammer, C.; Boles, E.; Bellof, M. Modelling production cost scenarios for biofuels and fossil fuels in Europe. *J. Clean. Prod.* **2014**, *66*, 242–253. [[CrossRef](#)]
43. Proskurina, S.; Heinimö, J.; Schipfer, F.; Vakkilainen, E. Biomass for industrial applications: The role of torrefaction. *Renew. Energy* **2017**, *111*, 265–274. [[CrossRef](#)]
44. Lee, S.Y.; Sankaran, R.; Chew, K.W.; Tan, C.H.; Krishnamoorthy, R.; Chu, D.T.; Show, P.L. Waste to bioenergy: A review on the recent conversion technologies. *BMC Energy* **2019**, *1*, 1–22. [[CrossRef](#)]
45. Moya, R.; Tenorio, C.; Oporto, G. Short rotation wood crops in Latin American: A review on status and potential uses as biofuel. *Energies* **2019**, *12*, 705. [[CrossRef](#)]
46. Ubando, A.T.; Felix, C.B.; Chen, W. Biorefineries in circular bioeconomy: A comprehensive review. *Bioresour. Technol.* **2020**, *299*, 122585. [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]
47. Sahu, S.G.; Chakraborty, N.; Sarkar, P. Coal–biomass co-combustion: An overview. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2014**, *39*, 575–586. [[CrossRef](#)]
48. Paredes-Sánchez, J.P.; Míguez, J.L.; Blanco, D.; Rodríguez, M.A.; Collazo, J. Assessment of micro-cogeneration network in European mining areas: A prototype system. *Energy* **2019**, *174*, 350–359. [[CrossRef](#)]
49. San Cristóbal, J.R. Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method. *Renew. Energy* **2011**, *36*, 498–502. [[CrossRef](#)]
50. Moiseyev, A.; Solberg, B.; Kallio, A.M.I. Wood biomass use for energy in Europe under different assumptions of coal, gas and CO<sub>2</sub> emission prices and market conditions. *J. For. Econ.* **2013**, *19*, 432–449. [[CrossRef](#)]





*Agradecimientos: Adaptado para fines de tesis con MDPI de acceso abierto.*

*[Acknowledgement: Adapted for thesis purposes with MDPI open access].*

*“Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., García-Nieto, P. J. (2020). Energy multiphase model for biocoal conversion systems by means of a nodal network. Energies, 13(11), 2728. DOI: 10.3390/en13112728”.*

**8.4. *Publicación IV.* Fase II: Tecnología de conversión energética en sistemas de producción primaria de energía**

## Article

# Analysis of District Heating and Cooling Energy Systems in Spain: Resources, Technology and Management

Beatriz María Paredes-Sánchez <sup>1,\*</sup>, José Pablo Paredes <sup>1</sup>, Natalia Caparrini <sup>2</sup> and Elena Rivo-López <sup>3</sup> 

<sup>1</sup> School of Mining, Energy and Materials Engineering of Oviedo (EIMEM), University of Oviedo, 33004 Oviedo, Spain; paredespablo@uniovi.es

<sup>2</sup> Department of Natural Resources and Environmental Engineering, University of Vigo, 36310 Vigo, Spain; nataliac@uvigo.es

<sup>3</sup> Department of Business Organization and Marketing, Faculty of Business and Tourism, University of Vigo, 32004 Ourense, Spain; rivo@uvigo.es

\* Correspondence: UO19070@uniovi.es; Tel.: +34-985-10-43-05

**Abstract:** District heating and cooling (DHC) systems play an important role under the new European Union (EU) energy transition strategy. Thermal energy networks are helping to stimulate the development of alternative technologies based on a broad range of renewable energy sources. The present study analysed the current situation of DHC systems in Spain and provides an overview of the challenges and future opportunities that their use will entail. Its objective is to assess thermal energy conversion and management from a holistic perspective, including a study of existing energy infrastructures. The focus of this study lies on Spain given the country's abundance of natural resources such as renewable energy sources including solar energy, biomass and geothermal energy, among others, as well as its strategic location on the map of the EU. Based on the analysis of the three factors for energy conversion in a district heating system, namely resources, technology, and management, the methodology provided an assessment of the different factors involved in running a DHC system. The results show an estimated total production for DHC networks of 1448 MW<sub>th</sub>, of which 72% is supplied purely by renewable energy sources.

**Keywords:** energy conversion; energy management; technology; thermal system



**Citation:** Paredes-Sánchez, B.M.; Paredes, J.P.; Caparrini, N.; Rivo-López, E. Analysis of District Heating and Cooling Energy Systems in Spain: Resources, Technology and Management. *Sustainability* **2021**, *13*, 5442. <https://doi.org/10.3390/su13105442>

Academic Editor: Tomonobu Senjyu

Received: 15 April 2021

Accepted: 10 May 2021

Published: 13 May 2021

**Publisher's Note:** MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



**Copyright:** © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## 1. Introduction

Energy is a basic need for society and economic growth [1]. Accomplishing thorough decarbonisation will require full implementation of climate targets in all sectors. In order to achieve these targets in the energy sector, in particular, renewable energies are promoted as alternatives to fossil fuels. The first step in studying their viability is to analyse the factors related to their use and management systems. However, the COVID-19 pandemic has spurred on the energy transition and has turned renewable energies into a sector with great business potential, to the point that fossil fuel-based traditional energy companies have taken a green turn in their strategies.

Power systems must be able to meet the current demand for thermal and electrical energy using available technology, i.e., drawing on existing technology to achieve a more sustainable energy performance [2].

Currently, residential and commercial buildings account for almost one-third of global greenhouse gas (GHG) emissions. Indeed, recent studies estimate that global energy consumption and GHG emissions will rise by approximately 30% by 2040, which means that technological development will play a key role in addressing environmental issues resulting from this technological challenge [3]. Therefore, reducing the use of fossil fuels in the energy production process will make a significant contribution towards meeting the set global targets for reducing the use of fossil fuels [4].

District heating and cooling (DHC) in buildings and industry accounts for half of the European Union's (EU) energy consumption, and 75% of it is generated from fossil fuels. Spain ranked 25th in the EU in terms of household final energy consumption per capita in 2016, where the country consumed 324 kg of oil equivalent of electricity and heat per capita, excluding transport. Foreign energy dependence stood at 73.9% in 2017, which is two and a half points above the previous year [5].

Against this background, the EU presented the "Green Deal" at the end of 2019, which put forward a new strategy towards a thriving and fair society founded on a resource-efficient economy aiming to achieve climate neutrality by 2050. This meant an increase in ambition that should be reflected in an upwards revision of the current 40% emission reduction target set for 2030. The Spanish government, for its part, is working on a "Climate Change and Energy Transition Law" and has presented a draft of the "Integrated National Energy and Climate Plan" (PNIEC), with ambitious objectives for a practically decarbonised economy by 2050.

In this sense, energy management strategies in polygeneration systems that integrate multiunit connections involving different natural resources as energy sources will lead to better and more efficient systems [6].

On the other hand, projects aimed at improving energy efficiency in individual buildings cannot offset the increased energy demand created by new buildings. These projects are costly and time-consuming, albeit necessary, when applied to existing buildings.

A circular economy aims to keep valuable resources for as long as possible while restricting waste generation to a minimum. A circular economy should lead to lower energy consumption and carbon dioxide emissions from local to global levels.

It is in this context of energy transition and circular economy that district heating and cooling systems could make an important contribution to the construction sector by improving the energy conditions of buildings while meeting decarbonisation targets.

District heating (DH) networks are designed for collective use, which requires a large surface area to capture solar energy and allow for the use of a combination of alternative energy fuel sources (both fossil and renewable) in existing systems.

The term DH appeared in Europe at the beginning of the 20th century. DH is a system for distributing heat generated in a centralized location through a system of insulated pipes for residential and commercial heating requirements such as space heating and water heating. Now, newer configurations, known as district heating and cooling (DHC) systems, could meet energy demands for both heating and cooling [7].

Urban heating and cooling systems are especially common in Scandinavian, Baltic, and Eastern European countries, many of which have a long history of using them, and new thermal systems can often be adapted to existing infrastructure. At present, Spain is also making important strides in the implementation of these types of energy systems [8].

Currently, the rapid growth of DHC systems allows more efficient use of local renewable resources within the European energy market [9]. Additionally, DHC systems often use local fuels and resources, which would otherwise be wasted, in order to meet local heating energy demands through local distribution networks. Traditionally, heating networks were most commonly powered by residual thermal energy and/or fossil fuel combustion. However, over the past few decades, DHC networks have begun incorporating several alternative renewable energy sources. Likewise, they are incorporating more recycled and renewable heat, which has become the main focus on urban heating systems today [10]. District heating networks can be fuelled by some heat generation sources, including combustion plants (based either on fossil fuels or biomass), CHP plants (combined heat and power), or renewable energy-based plants (e.g., biomass, solar, or geothermal). A multiple-heat-source combination solution is beneficial, particularly for large district heating schemes [11]. Solar energy plays a relevant role in thermal applications, e.g., the solar collector technology for buildings. Boiler stations are specifically devoted to generating thermal energy, which is produced by combustion of fossil fuels (i.e., natural gas, heating oil, or coal), or renewable fuels (i.e., biomass or solid waste). Unlike

boiler systems, which are specifically dedicated to producing thermal energy, CHP systems deliver thermal energy as a product of electricity generation. A CHP system can achieve more than 80% energy efficiency [12]. Typical boiler efficiencies in energy systems range from approximately 90% with the best solid biomass-fuelled boilers to 95% with natural gas-fuelled boilers. However, heat pump-based systems enabling heat recovery from the ground (i.e., geothermal heat pump systems) and alternatively from other low-grade heat sources, typically have a coefficient of performance (COP) of around 4 [12–14]. Additionally, DH systems running on waste heat provide a way to efficiently manage fuel for space heating, which may be originally sourced from fossil fuels. Energy storage has become an important aspect of DH networks. Thermal energy storage (TES) is a type of technology used to store thermal energy by heating or cooling a storage medium. There are two main types of thermal energy storage, thermal (sensible heat and latent heat) and chemical [12]. Such stored energy can be further used for heating and cooling purposes. TES efficiency values can exceed 70% [15]. Heat, cooling, and electricity production (trigeneration systems) allows CHP technology to be integrated with heat pumps. Trigeneration technologies coupled with fuel cells are instrumental in the use of emerging alternative energy sources such as hydrogen. Micro CHP fuel cells, direct flame combustion boilers, catalytic boilers, and gas-fired heat pumps could all be fuelled with hydrogen. An array of larger thermal systems and industry devices running on natural gas also could be redesigned to use hydrogen [16]. In this sense, residual biomass as a renewable resource has been used in trigeneration for high-efficiency thermal blanket heating applications, with the integration of solid oxide fuel cells (SOFC) and gasifier [17,18].

In Spain, the consumption of renewable thermal energy has risen to 50,732 GWh. Biomass accounted for 91.95% of this total, followed by thermal solar (6.73%), biogas (0.88%), and geothermal (0.45%) [19]. Given its strategic importance, it is fundamental that all Spanish bioeconomy strategy policies establish the development of bioenergy as a key priority in the future [20].

Silva et al. [21] show open challenges where the smart city concept is still evolving throughout the globe due to economic and technological barriers. Several case studies have already demonstrated the importance of DHC networks [22–25]. The majority of these studies focused on one aspect or domain within DH/DHC systems and attempted to connect the entire system according to the type of each resource, technology, or energy management strategy. Several authors have studied the existing heating networks from different perspectives. Mazhar et al. [26] analysed the progress that has been made in technology and proactive research methods to minimise carbon emissions within the heating industry. Vandermeulen et al. [27] argued the need to develop more advanced control systems to improve overall energy management. Lund et al. [28] demonstrated the strong technical and economic potential of these systems and their ability to provide a viable source of heating and cooling for the future. Akhtari et al. [4] and Lake et al. [29] highlighted the need for future network heating system studies that would include factors such as resources, technology, and energy management.

This document aims to fill the existing gaps in the literature on energy sources and implementation of district heating systems, thus providing a framework for research into the DHC system that is in line with the principles of sustainable development. To this end, the three energy conversion factors—resources, technology, and management—were studied, applying them as an example to district heating systems in Spain from a time transition perspective, to achieve more widespread implementation of renewable energy sources and more efficient energy conversion in the future.

This work studies the resources, technology, and energy management of DHC systems from a time perspective of progressive implementation in Spain and is therefore intended as a useful tool to be used for similar processes worldwide.

The novelty of this work lies with the effective identification of actions and limitations in the DHC systems. In this sense, it combines technical, economic, and environmental data regarding the resources, the available technology and the energy management of these

systems. Furthermore, it aims to provide a framework for research into the DHC system that is in harmony with the principles of sustainable development: need, equity, generation transition and global environmentalism.

The present study is organized as follows: Section 1 includes the introduction, aims, and gaps of knowledge in the sustainability context; Section 2 explains the analytical methodology applied to the different elements involved in the energy conversion process; Section 3 presents the results within the current framework of available energy resources, technology, and management strategies, and comprises the core of the work; Section 4 examines both the opportunities, challenges facing the industry at present and provides the final observations; and Section 5 shows the conclusions.

## 2. Materials and Methods

The work is intended to provide an analysis of the current use of the DHC system to identify potential technological developments and help expand the use of multilateral systems of thermal energy management in Spain following European policies and regulations. More specifically, this study includes an analysis of relevant information and studies published between 2010 and 2019.

The used methodology was based on three phases of energy conversion: resources, technology, and management [30]. Factors such as energy, the environment, and management were analysed under the energy context [22,30]. An analysis of the driving forces yielded data on the actual actions and limitations in DHC systems with the available information of the main existing databases for DHC systems.

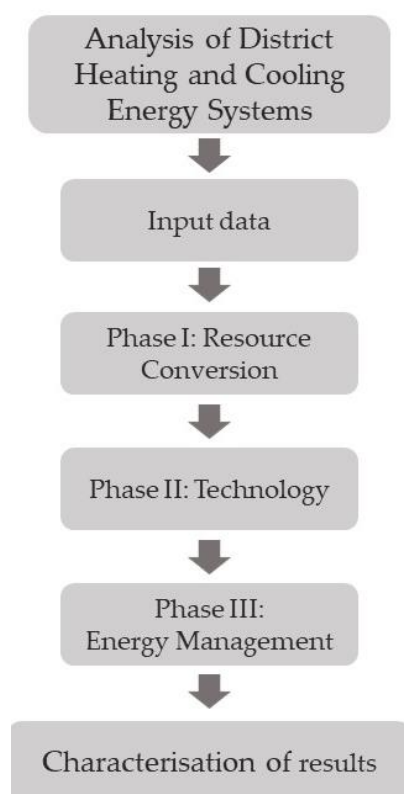
Databases and inventories of both public and private organizations of reference with jurisdiction in DH/DHC systems were searched. The resulting multi-objective methodology was based on three specific phases of energy conversion in DHC systems. The first step consisted of the collection of data related to the energy sources used within the studied territory (Phase I: Resource). Two challenges arose during the process of evaluating the energy potential in a conversion analysis: discrepancies in statistical data and the difficulty involved in calculating the real energy potential [30]. The second step was to analyse the available existing technology (Phase II: Technology). Finally, the systems were examined from an energy management perspective within the current regulatory framework, and their prospects were outlined (Phase III: Energy Management). The research framework is shown in Figure 1.

Furthermore, a critical analysis of the available scientific literature was conducted to fill the existing knowledge gaps to understand the relationship among resources, technology, and the energy conversion management process in these systems. Figure 1 shows a graph of the methodology used.

The core of the database analysis is rooted in sources provided by Spanish energy institutions (Table 1).

**Table 1.** Databases of analysis and input data.

Organization	Database Resource	Reference
ADHAC (Association of District Heating and Cooling Companies)	Industrial sector and technology	[31]
APPA (Association of Renewable Energy Producers)	Industrial sector	[19]
EurObserv'ER	Geographical and social parameters, production, and technology	[8]
IDAE (Institute for Energy Diversification and Savings)	Resource characteristics, regulation, production, and financial Support	[32]
Spanish Biomass Technology Platform	Industrial sector	[20]
RHC (European Technology and Innovation Platform on Renewable Heating and Cooling)	Production parameters	[33]



**Figure 1.** Methodological structure.

Literature analysis was updated with the present study so as to provide the latest developments, including driving force analysis based on the study of seasonal data from a range of sources of relevance to the study and future implementation of DHC systems, as contained in this document.

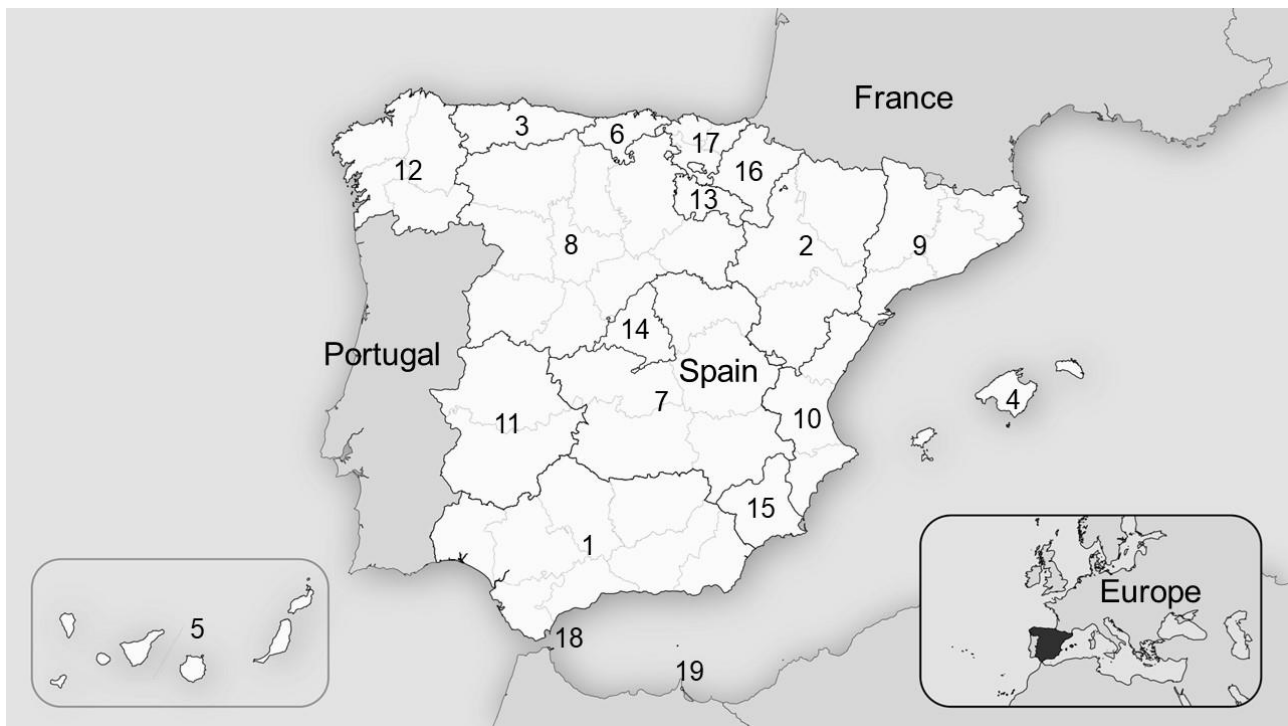
The respective zones of study for the methodology (Figure 1) were subdivided by region and assigned individual area codes (Table 2).

**Table 2.** Spanish zones by area code.

Region	Area Code
Andalusia	1
Aragon	2
Principality de Asturias	3
Balearic Islands	4
Canary Islands	5
Cantabria	6
Castile–La Mancha	7
Castile and Leon	8
Catalonia	9
Community of Valencia	10
Extremadura	11
Galicia	12
La Rioja	13
Community of Madrid	14
Region of Murcia	15
Autonomous Community of Navarre	16
Basque Country	17
Ceuta	18
Melilla	19



Figure 2 shows the distribution of the area codes in the study area of Spain.



**Figure 2.** Distribution of the area codes in Spain.

The results of this study allow for the identification of several challenges related to the availability, management, and environmental impact of energy conversion in our society and offer suggestions to improve future research into DHC systems.

### 3. Results

District heating networks help improve energy efficiency in the service and construction sectors by offering more efficient climate control and, in doing so, help reduce overall energy demand with renewable energy. Energy demand is a key factor in the calibration of building climate control systems [34]. District systems allow for greater use of renewable energy sources and provide more efficient energy production, thereby reducing regional carbon emissions.

#### 3.1. Phase I: Resource Conversion

##### 3.1.1. Non-Renewable Sources

The main nonconventional or alternative energy sources available comprise those of renewable, reusable, or residual nature. Several different fuels are commonly used in residential buildings; natural gas stands out among conventional fuels as producing the least hazardous levels of emissions [35]. Conventional fossil fuel sources such as propane, butane, diesel, and coal are generally not used in DHC systems, largely because of the transport and storage difficulties involved as well as their higher levels of hazardous emissions.

The heat generated from these systems is used for both heating and domestic hot water (DHW) and is capable of supplying hot water ranging in temperature from 45 to 110 °C for either heating or steam-based systems. Hot water can be generated by heat pumps, boilers, CHP systems, or the use of residual energy sources (e.g., steam from a waste revaluation plant or smoke from industrial production). Although cooling is generally used for air conditioning purposes, it can also be used in either industrial processes or condensation



circuits and is supplied through cold water, generally at around 5 °C. Steam can also generate heating and DHW through the use of steam/water exchangers or serve industrial purposes as a heat carrier fluid (at different pressures and temperatures, although it is most often superheated). While it is most often generated using compressors, it can also be harnessed from nearby sources of residual industrial energy.

Industrial cooling is usually generated using condensation circuits, compressors, or cold stores ranging from 0 to 7 °C and is supplied in a glycol/water mixture (at around –10 °C) or liquid carbon dioxide or ammonia. Generally, it is generated using either compressors or residual industrial energy sources.

### 3.1.2. Renewable Sources

There are also several highly efficient technological solutions that are compatible with the use of biomass, such as biogas, geothermal and thermal solar energies, high-efficiency combined heat and power, and residual heat from thermal energy power plants, waste management valuation plants, and industrial production (cement, glass, iron and steel, and aluminium as well as metalworking and forging). Besides its environmental advantages, such as the reduction of CO<sub>2</sub> emissions, biomass is the most common source of primary energy in heat networks because it has other advantages in line with savings and sustainable development. As it is indigenous and therefore uses resources from the environment in which it is consumed, it is not affected by the volatility of the fossil fuel market and presents societal advantages related to the creation of new economic activities in the environment and the improvement of incomes. Biomass can originate from different sources, including forestry and lumber industry residues, or it can appear in the form of biogas, which is a residual fuel source obtained from processing waste from landfills, sewage treatment plants, or urban/animal waste treatment plants [36].

The use of biomass yields some clear benefits, including greater symbiosis between a variety of industries and local communities and a wealth of social benefits (employment opportunities, urban heating, waste removal) generated in the production process [37]. Hagos et al. [38] discussed the importance of urban heating networks and individual and central bioheating systems in high energy demand areas to highlight the potential long-term benefits of bioenergy over conventional systems (2009–2030).

Thus, biomass will be a core element in the progress of Europe's bioeconomy and is one of the principal challenges related to both climate change and the energy transition process currently facing the EU.

There is a growing need to better understand and assess several of the key factors in global demand for bioenergy, including how much available biomass can be transported, how much is used and to what end, how it flows within the economy, and how a greater dependence on natural resources can be reconciled with meeting environmental, economic, and social sustainability standards at a European and global level. Moreover, new energy systems are constantly being implemented. Lausset et al. [39] demonstrated the need for a circular economy when dealing with the management and use of these resources. Wood-based biomass is an efficient source of thermal energy [40]. A 51 kt pellet production is equivalent to 32 MW<sub>th</sub> in thermal systems [41,42] (Figure 3).

A building's average primary energy consumption depends on the climate area. This can reach up to 282 kWh/(m<sup>2</sup> year) in northern Spain [43]. The heating consumption of an average Spanish household can reach up to 4700 kWh/year. This energy is basically supplied by electricity, natural gas, and diesel fuel [44].

Solar-powered urban DH systems have a long history of use in Europe. Sweden was the first country to develop this type of system, and a number of other European countries (including Denmark and Austria) subsequently recognised their enormous potential and fast-tracked the development of their thermal solar heating systems [45–47]. For thermal solar DH systems, the output range varies depending on the technology used in 1000 kW<sub>th</sub> systems, which operate for 1500 h annually. The upper limit corresponds to installations

with a concentrated collection tube, whereas the lower limit corresponds to installations with a coated/covered flat collector.



**Figure 3.** Renewable sources: forest biomass.

The use of geothermal energy, whether direct or through heat pumps, is an example of another highly efficient energy application. Centralised systems allow much greater output levels and higher efficiency compared to individual systems. The basic energy services commonly provided in DH systems include heating, cooling, steam supply, and industrial cooling. Geothermal energy systems are also used, which operate with an underground renewable energy source. Of these systems, those that work the equivalent of 3500 h provide a wide range of overall performance. The typical lower and upper limits of thermal power are 500 kW<sub>th</sub> and 10,000 kW<sub>th</sub>, respectively.

### 3.2. Phase II: Technology

#### 3.2.1. Performance Principles

At present, Spain uses a wide range of different technologies that pose several challenges in terms of energy management. DH/DHC systems often vary depending on local energy policies, energy security, level of economic development, access to emerging and innovative technology, fuel dependency, regulations, climate, and other local conditions. For example, in the European territory, Poland uses geothermal heating technology even though current economic research shows that it is more expensive than coal and has a much lower calorific value than biomass, natural gas, and fuel oil [48].

Heating source flexibility is one essential element that all of these systems share, as any number of different centralised and decentralised heat sources can be used to provide dependable and flexible operating conditions using basic control strategies.

The main final objective for urban heating companies is to ensure that clients receive the lowest possible price for thermal energy, which requires a holistic approach considering that there are a growing number of heating and cooling options available.

District networks can also integrate renewable energy sources by using heat pumps, biomass and thermal solar energy, residual heating, and municipal waste. Depending on the location and the needs of any given zone, the same system can provide both heating during winter and cooling during the summer months using the same energy source year-round. Therefore, DH/DHC systems differ greatly in terms of energy management and environmental impact.

Thermal systems are characterised based on different factors: heat transfer fluid (e.g., air or water), transported thermal energy (e.g., cold, heat or both) or type of thermal resources (e.g., renewable or non-renewable). Energy efficiency is thus a key performance indicator of energy system [26] (Table 3).

**Table 3.** Summary of energy technology [26,49–56].

Source	Description	Performance Indicators	Barrier Parameters
<b>Biomass</b>	Uses wood-based input material to produce thermal energy. The oldest source for heating has been wood chips and wood pellets.	It has high thermal efficiency in energy systems, reaching a thermal efficiency of around 80–90%. Today, large-scale production of biofuels for DH grids allows for both economic and environmental benefits, enabling the energy supply to be managed, since it is a source of energy in the form of fuel.	There is low availability of biomass. A barrier to its mass commercialisation is its cost and the lack of adequate infrastructure. However, a versatile range of energy sources allows selecting the best fit for each set of applications to achieve the best performance.
<b>Geothermal energy</b>	This is the oldest and most mature of all DHC technologies. Most research seeks to improve energy efficiency and use geothermal heat in hybridisation with other energy sources.	It is built on sites above large geothermal or mining sources. Heat pumps increase the overall energy efficiency in heating and cooling performance. It provides low-cost heating and cooling by using heat pump technology in the DH system (thermal conversion efficiency above 60%) with a typical COP value of 4 in the case of heat pumps.	Geologically limited. The low efficiency of geothermal heat sources is partly because they are indirectly used for heating, given the potential for contamination in central heating systems in buildings.
<b>Fossil fuel/waste heat</b>	An old, mature heating generation mechanism. It burns coal, oil, or natural gas to provide thermal energy. The technology to implement this idea is available and is, in fact, widely used.	Energy infrastructure is often already running, thus reducing fuel transport-related costs. It is highly thermally efficient (85–95%). Fossil fuel waste energy could contribute to its implementation.	A non-renewable energy source producing high GHG emissions. Clean combustion and efficient waste management strategies hold the key to addressing this problem.
<b>Solar</b>	A mature technology, with most research aiming to both improve efficiency and incorporate heat storage. Sunlight and solar collectors are used to provide high-temperature water for thermal energy purposes.	High energy source availability with thermal conversion by both passive and active systems (thermal efficiency 30–80%). It is a low-grade heat source. Efficiency improvements could boost thermal output, particularly in regions with low solar irradiation.	Geographical assessment and proper planning are necessary. As solar thermal energy is unpredictable, it is not a reliable option in the absence of large-scale TES.

As a complement to the energy system technologies in Table 3, TES can operate as heat sinks at off-peak times and as peak demand heat sources in boiler, CHP, or trigeneration systems. TES systems for residential buildings ranges could overcome barriers such as energy supply variability from unpredictable and fluctuating renewable heat sources [57,58], and thus are expected to become integrated into DH/DHC network with efficiency over 70% [15]. Moreover, a variety of larger thermal systems and industry devices that use natural gas for thermal purposes could also be redesigned to use hydrogen for thermal purposes to develop DH/DHC networks [16].

### 3.2.2. Energy System Network Design

Energy systems are designed to meet the entire demand for heating, cooling, and DHW. Energy systems depend on several factors such as the fuel used, the technology, and the chosen location (Table 3).

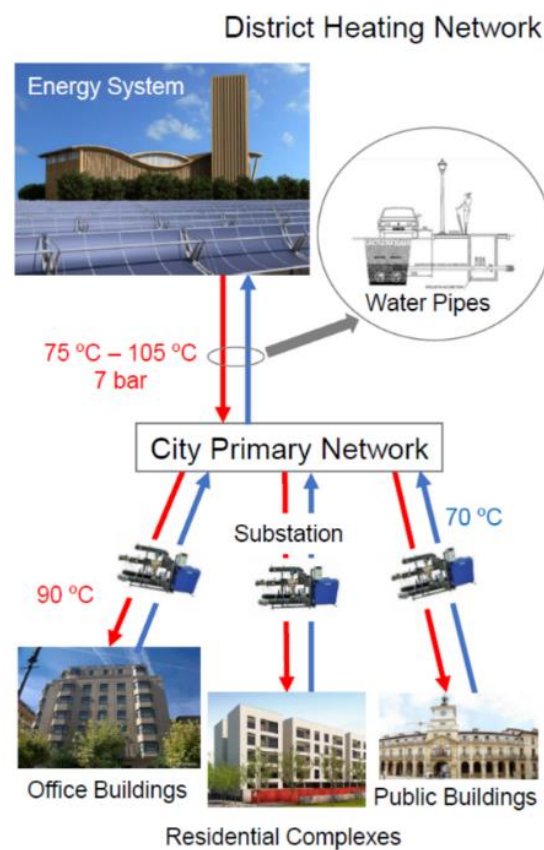
An ideal scenario in urban areas would be either to harness the residual thermal energy from existing plants in operation or to create new ones that can harness either the residual thermal energy from the production of electricity or any residual fuel.

The current trend, however, is for power plants to be located outside the urban centre. Boilers or cogeneration equipment can be used to generate thermal energy in the form of

heat, whether it be engines or turbines. Each technology can be used in combination with any of the various available energy sources, thereby yielding varying levels of emissions, with higher emissions from fossil fuels and lower emissions from biomass, renewables, or waste heat.

Regardless of which type of energy system is used, there is the possibility of integrating solar energy into the circuit. The most widespread solution is for the production of solar thermal energy to be consumed in the building itself, without exporting it to the grid. How it is adopted depends on the configuration of the overall system, where the working temperatures of the heating network play a very important role.

When it comes to cooling, electric power compression systems are most commonly used. There is the possibility of using absorption and adsorption systems that are powered by heat sources. It is suitable to integrate this technology in systems where heat generation comes from a residual source such as incinerators, waste heat, or even cogeneration. In any case, these systems need to be supported by compression cooling systems. Figure 4 shows a model of a district heating system.



**Figure 4.** District heating system. Adapted from: [59].

As far as the distribution network is concerned, the ducts of DHC systems are composed of two pipelines, one for supply and one for return. The size of the system and the number of branches it has depends on its location in the energy system, the number and distribution of users, and the loss of energy to the grid. Inadequate distribution of the network can jeopardize the project's economic profitability.

Insulation is a major feature of the pipes as it is necessary to reduce to a minimum any heat loss through distribution. Pre-insulated pipes are typically used in order to avoid any problems caused by defective installation of the insulation. Cooling pipes require larger diameters due to the lower thermal gap.

There are several ways to regulate the flow rate in a pipe network; choosing one system or another depends on factors such as the type of flow rates to work with, investment costs,



efficiency, operating speed, and maintenance, among others. These flow regulation systems can be either valves or multispeed pumps. The latter is the most expensive method to implement, but also the most energy-efficient and economical.

Finally, the connection to the customers and the substation consists of linking the energy distribution system, i.e., the network, to the consumers (buildings or other facilities). Water supply lines are the connection pipes between the network and the customer's substation, usually running into the customer's building from below street level. Substations adapt the distribution network pressure and temperature to the requirements of the building, guaranteeing the necessary temperature jumps for proper system efficiency.

Substations comprise equipment for regulation and control, counting equipment, and, depending on the type of substation, exchange or storage equipment. All connections to customers must be equipped with thermal energy meters. Overall, output levels of DH and industrial thermal energy production systems continue to increase, which allows for increasingly larger-scale benefits. Nevertheless, the creation of a common European framework for legislation regarding DH/DHC networks and technologies remains a vitally important objective in the EU.

### 3.2.3. System Integration

Secondary or residual heat often originates from industrial processes, agricultural production, and/or waste combustion ("Waste to Energy") and can be obtained either directly from the source or in conjunction with electricity through CHP systems.

One of the biggest advantages of CHP systems is the production of electricity. Different works have studied the possibility of implementing these types of systems in Spain. Paredes-Sánchez et al. [2] demonstrated the complexity involved in the development of nodal systems, which have proved their capability to adequately supply both heating and electricity through the use of conventional organic Rankine cycles (ORC). Moreover, there are also examples of heating networks using residual heat from conventional Rankine cycles currently operating in thermal power plants. Rodríguez et al. [60] coined the term "city water heating", which refers to transferring an amount of residual thermal energy (residual heat) originating in an electrical power plant to a nearby city, thus heating the drinking water supply.

The three main advantages of this type of system include overall energy savings and cost reductions for residents, zero contribution to global warming, and a significant reduction in CO<sub>2</sub> emissions. Moreover, many state-of-the-art CHP systems are also capable of recovering residual heat from the system to provide cooling, heating, and energy [61,62].

Heating from renewable sources without the combustion process is an option in energy systems. Solar heating can be readily adapted to both small- and large-scale systems. Currently, large solar energy farms are an important part of urban heating systems in Denmark [63], even though the conditions for solar radiation energy are generally not as favourable in higher latitudes compared to other regions like Spain.

The advantages of thermal systems using renewable energy sources include significant reductions in both fossil fuel consumption and GHG emissions by helping facilitate the transition to a highly efficient and renewable energy source in the future [2].

Particular mention should be made of the use of heat pumps in these systems. Heat pumps are generally electrically operated during periods of surplus electrical generation, for example, in Scandinavia when there is a surplus of wind energy. COP is defined as the proportion of heat supplied to the DHC system and the electricity that is consumed.

The use of heat pumps in urban heating systems is one of the most promising advances for improving overall energy efficiency, and the economic figures will play a key role in meeting the current European energy and climate objectives established for 2030 and 2050. In order to determine the correct positioning, connection, and operating modes of heat pumps, it is essential to evaluate the available data and seek out the experience and training of both city planners and engineers, as these systems must satisfy the demand for heat while operational [64]. The COP of heat pumps oscillates between 2.5 and 5.5, depending on

factors including the cooling levels and temperature of the lower source, the characteristics of the carrier fluid being used, and the temperature range of the higher source. The COP of absorption heat pumps oscillates between 1.7 and 2.3 in two-stage systems, which require steam, gas, or high-temperature water as a lower energy heat source [7]. De Carli et al. [65] demonstrated that heat pumps, with or without the support of solar panels, can reduce primary energy consumption by 50–60% compared to standard systems, and a combination of heat pumps and boilers can reduce it by an additional 30–35%, which highlights the importance of adopting hybrid energy technologies in the future.

Conventional boilers are often used as a backup whenever an excess of energy is produced. Many different types of fuels can be used in these systems (including biomass) with a thermal efficiency ranging from 0.85–0.97 [7]. However, even higher efficiency levels are possible when gas-fired boilers are used in conjunction with exhaust condensation techniques. The use of burning combustibles for heat production has been widely studied. Paredes-Sánchez et al. [24] analysed the importance of biomass use in heating networks by defining District Bioheating Systems (DBS), which underscored the importance of utilising previously unused energy sources to reduce CO<sub>2</sub> emissions. The above indicated that the criteria most frequently used in the classification process include the morphology of the system, the services offered, and the profile of the clients. However, given that micronetworks involve smaller-scale geographical areas (limited network extensions) and have fewer clients, the classification criterion of services offered was used for this study.

In addition to the technology used in obtaining thermal energy, the so-called Industry 4.0 has ushered in a wealth of benefits for the production and energy sectors alike. Within the production industry, in particular, elements such as device identification, cloud connectivity, and AI device support systems have offered substantial benefits to both the overall service and the end users by making significant improvements to energy efficiency, final energy cost, and quality of the energy supply. Thermal operation optimisation, which is a process using artificial intelligence technology to perform a specific task with a specific objective, plays an important role in finding the optimal balance between the energy temperature and flow within a district system to minimize costs and ensure the quality of the energy supply.

### 3.3. Phase III: Energy Management

Based on the previous analysis of energy systems (i.e., Sections 3.2.1–3.2.3), one of the main benefits of DHC systems is their ability to offer higher-efficiency energy production by integrating a variety of renewable energy sources (biomass, geothermal, thermal solar, etc.) and local resources that would otherwise go unused (natural cooling, excess heat or cooling from nearby industrial work, integration of both heating and cooling, etc.).

A combination of the aforementioned factors, along with appropriate energy management of the generation/demand binomial and continual professional maintenance and management, can significantly contribute to reducing energy consumption levels, CO<sub>2</sub> emissions, and air pollution while providing a highly stable energy supply.

There are many important parties involved in the successful completion of DHC projects, including local administrations, installation management companies (generally energy service providers), energy company industries, suppliers, property developers, and end clients. The respective city halls and city councillors play especially influential roles, as they are responsible for territorial planning. Moreover, administrations can further facilitate the administrative process by either approving or rejecting projects, making economic contributions, and taking a more active role in the process.

The ability to identify an opportunity to develop a district heating system in the urban planning stage is key to the success of the project, as it helps to reduce costs and allows for easier integration of other services. System costs include updating both the existing heating systems and the heating distribution networks, which in turn minimises energy loss within the system, promotes more efficient use of low-temperature energy sources and higher overall efficiency, and, most importantly, allows for greater integration of other

systems when compared to DH systems [66]. Thus, the next step in the development of these systems will be to conduct a study of their economic viability to provide a profit analysis to help in the final decision-making process.

Despite the possible technological impediments, legislative issues, or network management difficulties, the expertise offered by the ongoing work of experienced companies in the sector engaged in fully operational networks makes the logistics of such project ever less complicated.

The current management model for DHC projects in Spain relies on joint ventures between both private and public entities. Likewise, public agencies, associations, and institutions responsible for promoting and developing energy-efficient technologies also play an important role in helping secure resources like subsidies as well as promoting the use of DHC systems in municipal and regional energy plans.

The ability to secure financing and installation management services is also a crucial factor in determining the viability of a project. The joint venture is responsible for securing the necessary financial backing for the project. Energy service companies manage the facilities themselves while providing know-how in the construction process and subsequent management of any resources involved in the commercialisation and operation of the facilities. Lastly, the end client is also a determining factor in the successful achievement of a project.

When dealing with a new urban project, the connection timeline for prospective clients is a key issue, and the planning and design provisions must be as realistic as possible. In those cases where previously inhabited urban areas are involved, the local authorities play an important role in the planning process as they have the final decision regarding the approval and execution of the project. Regardless of the particulars of any given individual project, however, strict adherence to the life cycle for the installations is essential.

Based on methodological analysis [31,33], Spain has an estimated total output of 1448 MW<sub>th</sub>, 72% of which is supplied exclusively with renewable energy sources. The remaining 28% come from a combination of energy sources, with natural gas being the most common in Spain. The total registered output includes 612 MW<sub>th</sub> from heating networks, 829 MW<sub>th</sub> from heating and cooling systems, and 7 MW<sub>th</sub> from cooling (Figure 5).

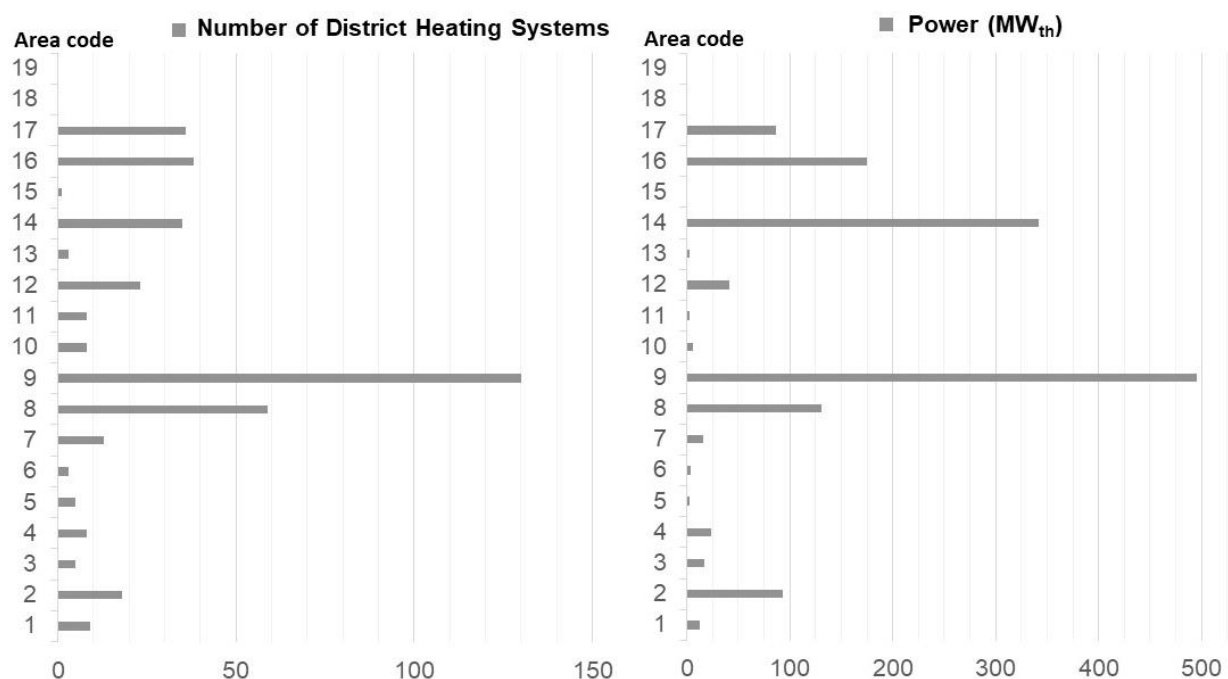


Figure 5. Number of DH/DHC systems and thermal power output by area code.

These systems offer some decarbonisation measures, including their abilities to use more efficient technologies, replace coal with lower-contamination fossil fuel sources like natural gas, and run exclusively on renewable energy sources [67]. Zones with area codes 2, 3, 7, and 8 (Table 2) are heavily dependent on coal industry in thermal applications, which could make the development of DH/DHC based on biomass an important energy goal.

Thus, biomass and natural gas (or a combination of the two) provide 63% of total output, with 20% coming directly from renewable sources. Specifically, biomass is used, either exclusively or in combination with other fuel sources, in 3 out of every 4 networks. In terms of total energy output, 73% is used for heating and 27% for cooling.

Overall, district energy output has been continually increasing in recent years [31]. Catalonia (495 MW<sub>th</sub>), Community of Madrid (342 MW<sub>th</sub>), and Autonomous Community of Navarre (175 MW<sub>th</sub>), area codes 9, 14, and 16 in Table 2, respectively, contribute approximately 70% of the national output in Spain. In terms of network type, 363 provide heating, 35 provide heating and cooling, and 4 provide cooling (Figures 6 and 7).

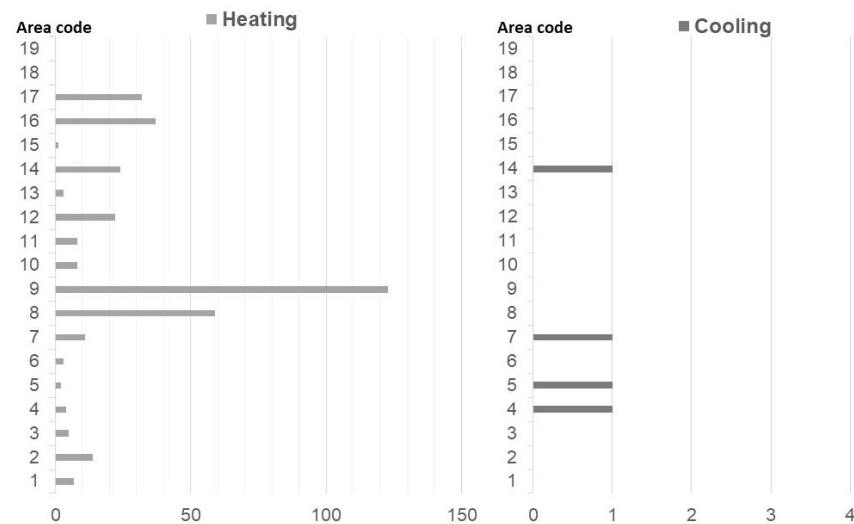


Figure 6. Number of district heating or cooling systems by area code.

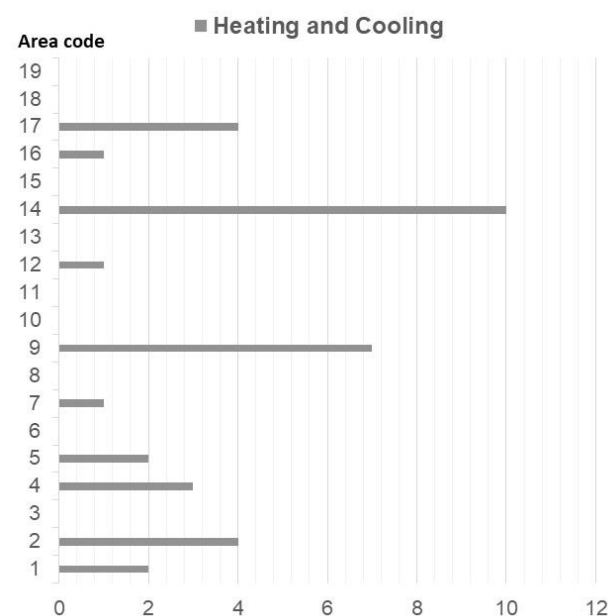


Figure 7. Number of district heating and cooling systems by area code.



In terms of client profile, 68% belong to the services sector, 24% to housing, and 8% to industry. In terms of total consumption, 45% comes from the services sector, 32% from housing, and 23% from industry.

According to the data, 49% of Spanish networks are public property, 47% are private, and 4% are mixed. By region, Catalonia registers the highest number of DHC networks (130), followed by Castile and Leon (59), the Autonomous Community of Navarre (38), La Rioja, and Cantabria (3 each), and the Region of Murcia (1), area codes 9, 8, 16, 13, and 15 in Table 2.

District heating systems in Spain have an overall thermal efficiency in boilers of around 90% and COP of 4 in heat pumps. The total thermal production corresponds to 1448 MW<sub>th</sub>, of which 72% is exclusively supplied by renewable energy sources. The Association of District Heating and Cooling Companies [31] has registered 402 networks in Spain, servicing a total of 5000 buildings with an estimated network of approximately 680 km. Combined, these networks account for an annual reduction of 305,945 tonnes of CO<sub>2</sub> emissions and a 79% reduction in fossil fuel use. The existing DHC in each zone are studied based on the operational information available in the databases, as described in Section 2. In this respect, homogenisation of this information is pursued by means of a particular analysis of the behaviour and barriers included in Table 3. One of the most important DHC networks in Spain is located in Barcelona (area code 9, Table 2), which was built in 2002 in order to provide heating, air conditioning, and DHW. It extends over a distance of nearly 18 km and provides services to 100 buildings [68].

In addition, the City Hall of Barcelona, together with the Public Consortium Local Energy Agency of Barcelona, planned to develop an 18,000 home residential complex near the Seat Automotive plant in the Zona Franca district of Barcelona (Hospitalet City Hall). However, due to the global economic crisis, the project was never realised. What made this particular project noteworthy was the fact that its trigeneration power plant was to be equipped with heating and cooling systems, a glycol cooling bath (−10 °C), water source heat pumps, and photovoltaic solar panels, and it was configured to service over 1,200,000 m<sup>2</sup> [69].

The Mostoles district in Madrid (Community of Madrid) (area code 14, Table 2) offers an example of an exclusively urban area heating and DHW network using biomass (pellets and pruning waste). A total of 3000 homes have already been connected to the heating network during the initial stage of the project, and the total will increase to 6000 homes in subsequent stages [70].

Industrial activities (e.g., technology centres, industrial complexes, etc.) are often located in or near mining areas and can help minimize the ratio between distance and consumption, which is essential in these projects [33]. The primary technical challenge involves the transportation of thermal energy over large distances, since end consumers are often located a considerable distance from production centres, and very few mining areas are close to urban areas.

Area code 3 offers noteworthy examples of the progress being made in geothermal technology, including a project developed by Grupo Hunosa, which uses mining water for a DH system located in Mieres (Principality of Asturias) (area code 3, Table 2). The network originates at the mining area of the Pozo Barredo and provides service to the Polytechnic School of Mieres of the University of Oviedo, Bernaldo de Quirós High School, and a group of buildings containing 248 homes located in the Vasco-Mayacina neighbourhood [71]. Public institutions must play a pivotal role in initial contract negotiations to encourage private enterprises to participate in these types of network projects in the future. In this respect, it is worth mentioning that district heating has been installed, with similar circumstances, in the Pontevedra campus of the University of Vigo. This infrastructure connects the Faculty of Education and Sport Sciences with the Faculty of Social Sciences and Communication. The thermal system has two combustion chambers of movable grate of 1 MW<sub>th</sub>, each of which is supplied with wood chips (Figure 8).



**Figure 8.** Thermal system in the Pontevedra campus of the University of Vigo.

In addition, at the Campus of Ourense, a project of geothermal installation to meet the demand for heating (80%) and cooling (100%) by a “hybrid” system stands out. This district heating is a combination of aerothermal production of about 200 kWth and geothermal generation of approximately 500 kWth. The thermal system has five heat pumps in cascade configuration.

As far as research into heating networks is concerned, a lot of progress has been made recently in Spain. Fourth-generation urban heating systems (4GDH) are being discussed now, an example of which is the SmartEnCity project sponsored by Vitoria-Gasteiz (Basque Country) (area code 17, Table 2) City Hall as part of the EU Horizon 2020 program. The idea behind the project is that if more citizens become actively involved in the planning process, fewer people will reject the idea of heating networks in the future.

The SmartEnCity project calls for the complete renovation of the entire Coronación neighbourhood and the creation of a biomass-based network that is capable of meeting the basic energy needs of 750 to 1313 homes. Additionally, it will develop integrated thermal and electric infrastructures, encourage sustainable mobility by using cleaner technologies in vehicle fleets, help spread technologies of the information and communication, and promote urban renewal by renovating public spaces like streets and squares [72].

In addition, the R2CITIES project was born in Spain and at the international level, the objective of which is to create and develop repeatable, large-scale renovation projects for the construction and management of district heating to achieve cities with near-zero energy consumption. Currently, pilot programs are operating in Kartal (Turkey), Valladolid (Spain), and Genoa (Italy), all of which have different climates and objectives. Each of the three programmes is being managed by its respective municipality; these municipalities are also the principal promoters of these highly ambitious neighbourhood renovation programmes. Single projects prove that a systematic approach, in combination with the use of technologies such as insulation and information and communication technologies, as well as cost-effective and energy-efficient resources, can not only achieve excellent results in terms of energy efficiency but also drastically reduce CO<sub>2</sub> emissions [73].

The DHC engineering firm DH Eco Energías has initiated a “macro-project” in Spain for the promotion and construction of hybrid networks with biomass and concentrated solar heating systems on a budget of EUR 204 million. Thanks to the positive environmental impact of the project, the Ministry of Ecological Transition has selected it to become part of the “Climate Project”, since it will prevent 360,000 t of CO<sub>2</sub> from being released annually, which is equal to the pollution from some 240,000 vehicles. The ten heating network

systems involved in the project will generate 1335 jobs in total during the construction phase and will be developed in 10 different locations throughout Spain, including Ávila, Huesca, Oviedo, Palencia, Salamanca, Valladolid, Zamora, Boadilla del Monte, Coslada, and Leganés. It could provide service to a total of 111,545 homes and cover an annual energy demand of 1100 GWh [59].

#### 4. Discussion

The institutional context takes into account factors including the basic drive forces from resources to energy management, the importance of awareness of the economic benefits of district heating and cooling systems, ownership, legal frameworks, prices, and advancement in knowledge [10]. The majority of the barriers currently facing DHC systems arise during the initial planning and proposal stages. These barriers come from different fields and are often of technical, economic, institutional, social or cultural, institutional, and legal natures.

Technical barriers mainly arise during construction of, e.g., the energy system or building structure. District heating networks involve some factors such as:

- The installation of a heating production system using existing technology.
- The needs of large-scale civil engineering projects, which vary greatly according to the scope of the project.

The latter factor is accentuated when providing services in populated urban areas, where street work is required and often disrupts other services.

According to the technical building codes responsible for the certification process in buildings, there are no standards for rewarding buildings that are serviced by district networks. However, there are currently proposals aimed at remedying this unfortunate situation. At present, all new buildings must satisfy a portion of their hot water energy demand through either thermal solar energy or an equally efficient, previously approved alternative.

This regulation causes a challenge with district network systems that do not incorporate CHP, residual heat, or alternative systems providing equivalent energy savings. At present, there is no legal recourse to remedy this situation, even though logic would dictate that buildings serviced by district heating networks should be exempt from such legislation.

However, if the district network is not supplied by a renewable or residual energy source, the environmental impact could be greater. One possible solution to this problem would be changing current legislation regarding thermal solar installations, urban municipal schemes, and energy plans to include DH/DHC systems as an option in new housing projects with favourable conditions on the basis that they are a profitable and effective means of reducing energy consumption in high energy demand areas. Financial incentives should also be considered to encourage the construction of these types of systems and network connections in addition to searching for ways to ease regulations in the future.

With regard to economic barriers, they arise as a result of the size and scope of the proposed project, as the majority of them involve civil works projects that affect distribution networks. Akhtari et al. [4] outlined the numerous social and environmental advantages inherent in the use of renewable energy sources in these types of systems. However, implementing these systems in inhabited areas can exponentially increase construction costs. Moreover, recovering the initial investment costs of these types of project takes a long time for private capital funds, which means that public aid or participation from public organisations is needed to cover the initial investment and the necessary maintenance costs until the initial investment cost can be recovered.

Uncertainties in the timeframe for new client connections can complicate the task of calculating the medium-term revenues of the operating company. The timeline can also be affected by economic cycles, which means that the design process must consider a number of economic factors. In this sense, the selection of a system that provides enormous environmental benefits can ultimately become economically unfeasible, and a

less expensive system can either provide little to no positive environmental impact or be environmentally harmful [29].

As previously mentioned, social or cultural barriers generally arise in projects planned for inhabited urban areas that are intended to substitute existing heating infrastructures with DH/DHC systems. Widespread unfamiliarity with the operation and management of these systems often complicates the decision to replace an existing operational heating system that is already familiar to the consumer.

The Spanish State Department and a number of regional energy agencies have recently undertaken the task of providing local authorities with informative material, including a municipal ordinance guide explaining the current legislative framework and legal guidelines for local administrations, promoters, and building developers [32].

Generally, there is less of this type of resistance in regions where network heating systems are already prevalent. DH systems are widely considered to be the simplest and most efficient way of remedying the problem of low energy efficiency in urban areas.

The key to the success of DH networks is finding the right balance between national governmental policies and local city council initiatives; they are the institutional barriers. Social participation, especially in the initial stages of development, is another essential part of the process. Therefore, coordination between the public and private enterprises responsible for financing, maintaining, and developing these projects is an essential part of successful policymaking.

Private funding for low carbon technologies by residents is another viable option for the construction of DH systems in open markets [74]. While governmental participation in the form of payment plans requires soft loans and other financial incentives, it reduces the financial risks involved for private investors and helps stimulate public interest in DH systems.

In many European states, local councils have more administrative control and greater financial clout [26]. Many of these public city administrations (institutional barrier) determine their energy policies to benefit the local area rather than simply seeking financial rewards, which helps ensure that these projects benefit all of society rather than private enterprises alone [75]. Moreover, this strategy helps encourage the use of local labour forces and promotes greater levels of local technical expertise.

More widespread use of these systems at a variety of levels is essential to overcome the abovementioned social barriers.

This study aims to help in this process of promoting greater public awareness (social barrier). Prospective clients need detailed explanations and/or demonstrations of these systems in order to familiarise themselves with their use and fully comprehend the financial benefits and reliability of the services they provide (social barrier).

In the social context, technicians, town planners, engineers, and public entities in charge of energy management must strive to create a better public understanding of these systems, which starts by ensuring a bigger presence in school and university curriculums. Ultimately, however, more widespread adoption of DH/DHC network systems is the first step towards creating a better general awareness of these benefits of these systems to make them more accessible to potentially interested parties.

To resolve the challenge regarding legislation (legal barrier) requiring thermal solar energy systems in new buildings and ensure flexibility, systems must possess inertia to maintain a balanced energy supply at all times. Thermal networks can use thermal energy as a source of thermal inertia. These capacities are located in different places throughout the network, including the heat/cooling carrier fluid, thermal storage reservoirs, and the thermal inertia of the buildings being serviced with heating/cooling [27].

Special attention must be given to managing thermal energy systems to reduce their carbon footprint and GHG emissions. One of the principal advantages of district heating systems is their ability to significantly reduce CO<sub>2</sub> emissions through the use of polygeneration energy conversion technology.

Likewise, there are clear benefits to using excess industrial heat as an energy source as it is free and can be easily integrated into urban heating systems. Moreover, there are social benefits including the reduction of pollution [76]. An analysis of the results obtained from continued improvements to urban heating systems, along with the corresponding reduction in energy demand, demonstrates that it is crucial to continue their current line of development [29]. Future challenges lie in the parametric modelling and optimisation of the individual systems, which must be developed through the analysis of case studies [77]. Additionally, this characterisation will enable the results of Phase III to be implemented parametrically as an in situ thermal system [78].

## 5. Conclusions

Globally, DH/DHC have very strong technical and economic potentials and represent a future viable heating and cooling supply option. However, further efforts are required to identify, assess, and implement these potentials with a view to fully harvesting the global benefits of district heating and cooling. Based on the data obtained from the analysis, there is now a good understanding of how to deal with the technical aspects of resources, technology and management for the implementation of heat networks. The present study led to the following conclusions for the implementation of heat networks:

1. Heating networks require a centralised heating source for several interconnected buildings in a given area (e.g., hospitals). What DH systems have in common is the use of a centralised heating source, which allows for the use of more efficient technologies and requires energy management services.
2. The key performance indicator for all of the technologies and energy sources discussed in the present work is the ability to successfully combine resources, technology, and energy management to available energy sources on the market.
3. Through the use of renewable energy sources alone, it is possible to reduce the amount of fossil fuel consumption. Moreover, the resulting energy savings create energy efficiency opportunities and reduce area CO<sub>2</sub> levels. These networks account for an annual reduction of 305,945 t of CO<sub>2</sub> emissions and a 79% reduction in fossil fuel use in Spain.
4. DH systems are of particular interest to European regions that are undergoing a process of energy transition. At present, zones with area codes 2, 3, 7, and 8 (Table 2; Figures 5–7) in Spain are heavily dependent on coal industry, which makes the development of district heating networks based on biomass an important technological and energetic goal.

District heating and cooling networks combine a wide variety of technological solutions and energy management strategies. Properly organized district heating networks ultimately provide many benefits to all of the parties involved, including public administrations, energy service providers, property developers, and end-users, among others. The supplied energy needs to meet both quality and energy efficiency standards while remaining economically viable. Therefore, the methodology presented in this study provides a very powerful decision-making tool for thermal energy systems. The main challenge now is understanding the specific local parameters, operational conditions, and legal framework.

**Author Contributions:** Conceptualization and methodology, B.M.P.-S. and J.P.P.; writing—original draft preparation, B.M.P.-S.; writing—review and editing, B.M.P.-S.; visualization, J.P.P., N.C., and E.R.-L.; supervision, B.M.P.-S., J.P.P., N.C., and E.R.-L. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

**Funding:** The authors would like to express their acknowledgment to the Biomasa-AP project, which was approved by the INTERREG V-A España–Portugal 2014–2020 programme (POCTEP) and cofinanced by the European Regional Development Fund (FEDER) and the H2020-FTI-Pilot-2016-1-760551-CYCLOMB approved by the European Commission. We would like to thank all the companies and institutions that have contributed in some way to the work described in this paper,



and especially DH Eco Energías (FUO-19-118) for its research collaboration with the University of Oviedo.

**Institutional Review Board Statement:** Not applicable.

**Informed Consent Statement:** Not applicable.

**Data Availability Statement:** Not applicable.

**Conflicts of Interest:** The authors declare no conflict of interest.

## References

1. UNDP. Human Development Report 2019. Available online: <http://hdr.undp.org/sites/default/files/hdr2019.pdf> (accessed on 7 April 2021).
2. Paredes-Sánchez, J.P.; López-Ochoa, L.M. Bioenergy as an Alternative to Fossil Fuels in Thermal Systems. In *Advances in Sustainable Energy. Lecture Notes in Energy*; Vassel-Be-Hagh, A., Ting, D., Eds.; Springer: Cham, Switzerland, 2019; Volume 70, pp. 149–168.
3. Míguez, J.L.; Porteiro, J.; Pérez-Orozco, R.; Patiño, D.; Rodríguez, S. Evolution of CO<sub>2</sub> capture technology between 2007 and 2017 through the study of patent activity. *Appl. Energy* **2018**, *211*, 1282–1296. [CrossRef]
4. Akhtari, S.; Sowlati, T.; Day, K. Economic feasibility of utilizing forest biomass in district energy systems—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2014**, *33*, 117–127. [CrossRef]
5. INE. Database Report 2019. [In Spanish]. Available online: <https://www.ine.es/en/index.htm> (accessed on 7 April 2021).
6. Jana, K.; Ray, A.; Majoumerd, M.M.; Assadi, M.; De, S. Polygeneration as a future sustainable energy solution—A comprehensive review. *Appl. Energy* **2017**, *202*, 88–111. [CrossRef]
7. Sayegh, M.A.; Danielewicz, J.; Nannou, T.; Miniewicz, M.; Jadwiszczak, P.; Piekarska, K.; Jouhara, H. Trends of European research and development in district heating technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *68*, 1183–1192. [CrossRef]
8. EurObserv'ER. Database. Available online: <https://www.eurobserv-er.org/pdf/18th-annual-overview-barometer/> (accessed on 7 April 2021).
9. Benedek, J.; Sebestyén, T.T.; Bartók, B. Evaluation of renewable energy sources in peripheral areas and renewable energy-based rural development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *90*, 516–535. [CrossRef]
10. Werner, S. International review of district heating and cooling. *Energy* **2017**, *137*, 617–631. [CrossRef]
11. Buffa, S.; Cozzini, M.; D'Antoni, M.; Baratieri, M.; Fedrizzi, R. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2019**, *104*, 504–522. [CrossRef]
12. Rezaie, B.; Rosen, M.A. District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements. *Appl. Energy* **2012**, *93*, 2–10. [CrossRef]
13. Levihn, F. CHP and heat pumps to balance renewable power production: Lessons from the district heating network in Stockholm. *Energy* **2017**, *137*, 670–678. [CrossRef]
14. Averfalk, H.; Ingvarsson, P.; Persson, U.; Gong, M.; Werner, S. Large heat pumps in Swedish district heating systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *79*, 1275–1284. [CrossRef]
15. Sarbu, I.; Sebarchievici, C. A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage. *Sustainability* **2018**, *10*, 191. [CrossRef]
16. Dodds, P.E.; Staffell, I.; Hawkes, A.D.; Li, F.; Grünewald, P.; McDowall, W.; Ekins, P. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2015**, *40*, 2065–2083. [CrossRef]
17. Fragiaco, P.; De Lorenzo, G.; Corigliano, O. Performance analysis of a Solid Oxide Fuel Cell-Gasifier integrated system in co-trigenerative arrangement. *J. Energy Resour. Technol.* **2018**, *140*, 1–9. [CrossRef]
18. Palomba, V.; Prestipino, M.; Galvagno, A. Tri-generation for industrial applications: Development of a simulation model for a gasification-SOFC based system. *Int. J. Hydrog. Energy* **2017**, *42*, 27866–27883. [CrossRef]
19. APPA. Study of the Macroeconomic Impact of Renewable Energies in Spain. [In Spanish]. Available online: [https://www.appa.es/wp-content/uploads/2018/10/Estudio\\_del\\_impacto\\_Macroeconomico\\_de\\_las\\_energias\\_renovables\\_en\\_Espa%C3%B1a\\_2017.pdf](https://www.appa.es/wp-content/uploads/2018/10/Estudio_del_impacto_Macroeconomico_de_las_energias_renovables_en_Espa%C3%B1a_2017.pdf) (accessed on 7 April 2021).
20. BIOPLAT. The Bioenergy Sector in Spain. Available online: <http://bioplat.org/download/7721> (accessed on 7 April 2021).
21. Silva, B.N.; Khan, M.; Han, K. Towards sustainable smart cities: A review of trends, architectures, components, and open challenges in smart cities. *Sustain. Cities Soc.* **2018**, *38*, 679–713. [CrossRef]
22. Ericsson, K.; Werner, S. The introduction and expansion of biomass use in Swedish district heating systems. *Biomass Bioenergy* **2016**, *94*, 57–65. [CrossRef]
23. Pinto, J.F.; da Graça, G.C. Comparison between geothermal district heating and deep energy refurbishment of residential building districts. *Sustain. Cities Soc.* **2018**, *38*, 309–324. [CrossRef]
24. Paredes-Sánchez, J.P.; López-Ochoa, L.M.; López-González, L.M.; Xiberta-Bernat, J. Bioenergy for District Bioheating System (DBS) from eucalyptus residues in a European coal-producing region. *Energy Convers. Manag.* **2016**, *126*, 960–970. [CrossRef]
25. Paredes-Sánchez, J.P.; Conde, M.; Gómez, M.A.; Alves, D. Modelling hybrid thermal systems for district heating: A pilot project in wood transformation industry. *J. Clean. Prod.* **2018**, *194*, 726–734. [CrossRef]

26. Mazhar, A.R.; Liu, S.; Shukla, A. A state of art review on the district heating systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *96*, 420–439. [CrossRef]
27. Vandermeulen, A.; van Der Heijde, B.; Helsen, L. Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review. *Energy* **2018**, *151*, 103–115. [CrossRef]
28. Lund, H.; Duic, N.; Alberg, P.; Vad, B. Future district heating systems and technologies: On the role of smart energy systems and 4th generation district heating. *Energy* **2018**, *165*, 614–619. [CrossRef]
29. Lake, A.; Rezaie, B.; Beyerlein, S. Review of district heating and cooling systems for a sustainable future. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *67*, 417–425. [CrossRef]
30. Paredes-Sánchez, J.P.; López-Ochoa, L.M.; López-González, L.M.; Las-Heras-Casas, J.; Xiberta-Bernat, J. Evolution and perspectives of the bioenergy applications in Spain. *J. Clean. Prod.* **2019**, *213*, 553–568. [CrossRef]
31. ADHAC. Census of Heat and Cold Networks 2018. [In Spanish]. Available online: [www.adhac.es/Priv/ClientsImages/AsociacionPerso8\\_1540226118.pdf](http://www.adhac.es/Priv/ClientsImages/AsociacionPerso8_1540226118.pdf) (accessed on 7 April 2021).
32. IDAE. Renewable Energy Plan (PER). [In Spanish]. Available online: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020> (accessed on 7 April 2021).
33. RHC. 100% Renewable Energy Districts: 2050 Vision. [In Spanish]. Available online: [https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2019/08/RHC-ETIP\\_District-and-DHC-Vision-2050.pdf](https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2019/08/RHC-ETIP_District-and-DHC-Vision-2050.pdf) (accessed on 7 April 2021).
34. Cacabelos, A.; Eguía, P.; Míguez, J.L.; Granada, E.; Arce, M.E. Calibrated simulation of a public library HVAC system with a ground-source heat pump and a radiant floor using TRNSYS and GenOpt. *Energy Build.* **2015**, *108*, 114–126. [CrossRef]
35. Kerimray, A.; Rojas-Solórzano, L.; Torkmahalleh, M.A.; Hopke, P.K.; Gallachóir, B.P.Ó. Coal use for residential heating: Patterns, health implications and lessons learned. *Energy Sustain. Dev.* **2017**, *40*, 19–30. [CrossRef]
36. Paredes-Sánchez, B.M.; Paredes-Sánchez, J.P.; García-Nieto, P.J. Energy Multiphase Model for Biocoal Conversion Systems by Means of a Nodal Network. *Energies* **2020**, *13*, 2728. [CrossRef]
37. Ghisellini, P.; Cialani, C.; Ulgiati, S. A review on circular economy: The expected transition to a balanced interplay of environmental and economic systems. *J. Clean. Prod.* **2016**, *114*, 11–32. [CrossRef]
38. Hagos, D.A.; Gebremedhin, A.; Bolkesjø, T.F. The prospects of bioenergy in the future energy system of Inland Norway. *Energy* **2017**, *121*, 78–91. [CrossRef]
39. Lausset, C.; Cherubini, F.; David, G.; Serrano, A.; Becidan, M.; Hu, X.; Rørstad, P.K.; Strømman, A.H. Norwegian Waste-to-Energy: Climate change, circular economy and carbon capture and storage. *Resour. Conserv. Recycl.* **2017**, *126*, 50–61. [CrossRef]
40. Nieto, P.G.; García-Gonzalo, E.; Lasheras, F.S.; Paredes-Sánchez, J.P.; Fernández, P.R. Forecast of the higher heating value in biomass torrefaction by means of machine learning techniques. *J. Comput. Appl. Math.* **2019**, *357*, 284–301. [CrossRef]
41. Paredes-Sánchez, J.P.; Gutiérrez-Trashorras, A.J.; Xiberta-Bernat, J. Wood residue to energy from forests in the Central Metropolitan Area of Asturias (NW Spain). *Urban For. Urban Green.* **2015**, *14*, 195–199. [CrossRef]
42. Paredes-Sánchez, J.P.; Gutiérrez-Trashorras, A.J.; Xiberta-Bernat, J. Energy potential of residue from wood transformation industry in the central metropolitan area of the Principality of Asturias (northwest Spain). *Waste Manag. Res.* **2014**, *32*, 241–244. [CrossRef] [PubMed]
43. Las-Heras-Casas, J.; López-Ochoa, L.M.; López-González, L.M.; Paredes-Sánchez, J.P. A tool for verifying energy performance certificates and improving the knowledge of the residential sector: A case study of the Autonomous Community of Aragón (Spain). *Sustain. Cities Soc.* **2018**, *41*, 62–72. [CrossRef]
44. Fernández, S.T.; Sánchez, J.P.P.; Trashorras, A.J.G. Analysis of forest residual biomass potential for bioenergy production in Spain. *Clean Technol. Environ. Policy* **2016**, *18*, 209–218. [CrossRef]
45. Huang, J.; Fan, J.; Furbo, S. Feasibility study on solar district heating in China. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2019**, *108*, 53–64. [CrossRef]
46. Hansen, K.; Mathiesen, B.V. Comprehensive assessment of the role and potential for solar thermal in future energy systems. *Solar Energy* **2018**, *169*, 144–152. [CrossRef]
47. Paredes-Sánchez, J.P.; Las-Heras-Casas, J.; Paredes-Sánchez, B.M. Solar Energy, the Future Ahead. In *Advances in Sustainable Energy. Lecture Notes in Energy*; Vassel-Be-Hagh, A., Ting, D., Eds.; Springer: Cham, Switzerland, 2019; Volume 70, pp. 149–168.
48. Huculak, M.; Jarczewski, W.; Dej, M. Economic aspects of the use of deep geothermal heat in district heating in Poland. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, *49*, 29–40. [CrossRef]
49. Corigliano, O.; Fragiocomo, P. Extensive analysis of SOFC fed by direct syngas at different anodic compositions by using two numerical approaches. *Energy Convers. Manag.* **2020**, *209*, 112664. [CrossRef]
50. Thorsteinsson, H.H.; Tester, J.W. Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States. *Energy Policy* **2010**, *38*, 803–813. [CrossRef]
51. Ericsson, K.; Nilsson, L.J. Assessment of the potential biomass supply in Europe using a resource-focused approach. *Biomass Bioenergy* **2006**, *30*, 1–15. [CrossRef]
52. Su, D.; Zhang, Q.; Wang, G.; Li, H. Market analysis of natural gas for district heating in China. *Energy Procedia* **2015**, *75*, 2713–2717. [CrossRef]
53. Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Platzer, B.; Frey, H.; Uhlig, U.; Göschel, T.; Zimmermann, D.; Rabe, D. Solar district heating in East Germany—transformation in a cogeneration dominated city. *Energy Procedia* **2015**, *70*, 587–594. [CrossRef]

54. Vakkilainen, E.K. *Steam Generation from Biomass: Construction and Design of Large Boilers*; Butterworth-Heinemann: Oxford, UK, 2017; p. 302.
55. Ozgener, L.; Hepbasli, A.; Dincer, I. A key review on performance improvement aspects of geothermal district heating systems and applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2007**, *11*, 1675–1697. [[CrossRef](#)]
56. Sayigh, A. *Comprehensive Renewable Energy*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2012; p. 4422.
57. Fazlollahi, S.; Becker, G.; Maréchal, F. Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: II—Daily thermal storage. *Comput. Chem. Eng.* **2014**, *71*, 648–662. [[CrossRef](#)]
58. Parameshwaran, R.; Kalaiselvam, S.; Harikrishnan, S.; Elayaperumal, A. Sustainable thermal energy storage technologies for buildings: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2012**, *16*, 2394–2433. [[CrossRef](#)]
59. DH Eco Energías. Technical Report. [In Spanish]. Available online: <http://www.dhecoenergias.es/> (accessed on 7 April 2021).
60. Rodríguez, R.; Bello, V.G.; Díaz-Aguado, M.B. Application of eco-efficiency in a coal-burning power plant benefitting both the environment and citizens: Design of a “city water heating” system. *Appl. Energy* **2017**, *189*, 789–799. [[CrossRef](#)]
61. Liu, M.; Shi, Y.; Fang, F. Combined cooling, heating and power systems: A survey. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2014**, *35*, 1–22. [[CrossRef](#)]
62. Li, Y.; Fu, L.; Zhang, S. Technology application of district heating system with Co-generation based on absorption heat exchange. *Energy* **2015**, *90*, 663–670. [[CrossRef](#)]
63. Tian, Z.; Zhang, S.; Deng, J.; Fan, J.; Huang, J.; Kong, W.; Perers, B.; Furbo, S. Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: Developments and recent trends. *Energy Convers. Manag.* **2019**, *189*, 67–80. [[CrossRef](#)]
64. Sayegh, M.A.; Jadwiszczak, P.; Axcell, B.P.; Niemierka, E.; Bryś, K.; Joughara, H. Heat pump placement, connection and operational modes in European district heating. *Energy Build.* **2018**, *166*, 122–144. [[CrossRef](#)]
65. De Carli, M.; Galgaro, A.; Pasqualetto, M.; Zarrella, A. Energetic and economic aspects of a heating and cooling district in a mild climate based on closed loop ground source heat pump. *Appl. Therm. Eng.* **2014**, *71*, 895–904. [[CrossRef](#)]
66. Lund, H.; Østergaard, P.A.; Chang, M.; Werner, S.; Svendsen, S.; Sorknæs, P.; Thorsen, J.E.; Hvelplund, F.; Mortensen, B.O.G.; Mathiesen, B.V. The status of 4th generation district heating: Research and results. *Energy* **2018**, *164*, 147–159. [[CrossRef](#)]
67. Hast, A.; Syri, S.; Lekavičius, V.; Galinis, A. District heating in cities as a part of low-carbon energy system. *Energy* **2018**, *152*, 627–639. [[CrossRef](#)]
68. Districlima. Districlima Technical Documentation (2019). [In Spanish]. Available online: <http://www.districtclima.com/es/cms/nuestra-red-nuestros-clientes> (accessed on 7 April 2021).
69. Econenergies. Econenergies Technical Report. [In Spanish]. Available online: <http://www.ecoenergies.cat/es> (accessed on 7 April 2021).
70. Mostolesdistrictheating. Mostolesdistrictheating Technical Documentation. Available online: <http://www.mostolesdistrictheating.info/> (accessed on 7 April 2021).
71. Hunosa. Hunosa Technical Documentation. [In Spanish]. Available online: <https://www.hunosa.es/metaspaces/portal/47635/50404-district-heating-pozo-barredo?pms=1,49877,49879004,view,normal,0> (accessed on 7 April 2021).
72. SmartEncity. Technical Report. [In Spanish]. Available online: <https://smartencity.eu/> (accessed on 7 April 2021).
73. R2cities. Technical Documentation. [In Spanish]. Available online: <http://r2cities.eu/> (accessed on 7 April 2021).
74. Curtin, J.; McNerney, C.; Gallachóir, B.Ó. Financial incentives to mobilise local citizens as investors in low-carbon technologies: A systematic literature review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *75*, 534–547. [[CrossRef](#)]
75. Lucia, U. Econophysics and bio-chemical engineering thermodynamics: The exergetic analysis of a municipality. *Physica A* **2016**, *462*, 421–430. [[CrossRef](#)]
76. Petrov, O.; Bi, X.; Lau, A. Impact assessment of biomass-based district heating systems in densely populated communities. Part I: Dynamic intake fraction methodology. *Atmos. Environ.* **2015**, *115*, 70–78. [[CrossRef](#)]
77. Prasanna, A.; Dorer, V.; Vetterli, N. Optimization of a district energy system with a low temperature network. *Energy* **2017**, *137*, 632–648. [[CrossRef](#)]
78. Volkova, A.; Mašatin, V.; Siirde, A. Methodology for evaluating the transition process dynamics towards 4th generation district heating networks. *Energy* **2018**, *150*, 253–261. [[CrossRef](#)]



*Agradecimientos: Adaptado para fines de tesis con MDPI de acceso abierto.*

*[Acknowledgement: Adapted for thesis purposes with MDPI open access].*

*“Paredes-Sánchez, B. M., Paredes, J. P., Caparrini, N., Rivo-López, E. (2021). Analysis of district heating and cooling energy systems in Spain: resources, technology and management. Sustainability, 13(10), 5442. DOI: 10.3390/su13105442”.*

**8.5. *Publicación V.* Fase III: Gestión energética para la implementación de recursos energéticos híbridos conforme a modelo “F-Chart-P” en entornos mineros**

## Article

# Evaluation of Implementation of Biomass and Solar Resources by Energy Systems in the Coal-Mining Areas of Spain

Beatriz M. Paredes-Sánchez <sup>1,\*</sup>, José P. Paredes-Sánchez <sup>1</sup> and Paulino José García-Nieto <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Department of Energy, College of Mining, Energy and Materials Engineering, University of Oviedo, 33004 Oviedo, Spain; paredespablo@uniovi.es

<sup>2</sup> Department of Mathematics, Faculty of Sciences, University of Oviedo, 33007 Oviedo, Spain; pjgarcia@uniovi.es

\* Correspondence: uo19070@uniovi.es

**Abstract:** Energy demand is steadily growing as society becomes more industrialised. Renewable energy sources (RES) have long been used for various applications by thermal energy systems in the European Union (EU). Biomass and solar energy represent important RES in the development of energy transition in some regions such as coal-mining areas of Europe. Bioenergy is a key renewable energy storage mechanism for solar energy which, when combined, can tackle many of the barriers to the use of solar energy. Against this background, this study evaluates the potential implementation of both biomass and solar energy for energy production in coal-mining areas in Spain as a direct alternative to coal. The shown methodology relies on a comprehensive analysis of existing resources and their conversion to thermal energy from a multi-parametric point of view. The obtained results show that the solar–biomass combination can be used for thermal energy systems as a challenging option. The theoretical total hybrid-modular systems if implemented in the study area are equivalent to 1165 MW<sub>th</sub> and supply thermal energy for 170,000 single-family houses.

**Keywords:** bioenergy; biomass; solar energy; zero-emission energy system; mining areas; Spain



**Citation:** Paredes-Sánchez, B.M.; Paredes-Sánchez, J.P.; García-Nieto, P.J. Evaluation of Implementation of Biomass and Solar Resources by Energy Systems in the Coal-Mining Areas of Spain. *Energies* **2022**, *15*, 232. <https://doi.org/10.3390/en15010232>

Academic Editor: Changkook Ryu

Received: 26 November 2021

Accepted: 28 December 2021

Published: 30 December 2021

**Publisher's Note:** MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



**Copyright:** © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## 1. Introduction

Increasing the use of renewable energy sources (RESs) is an objective towards fostering economic development, improving energy security as well as protecting the world climate [1]. The study areas are often characterised by energy dependence on fossil fuels that are bound to a logistical infrastructure of supply, conversion, and management fully integrated with their industry. A major problem associated with the use of fossil fuels is their greenhouse gases (GHGs), i.e., mainly CO<sub>2</sub> and other harmful gases, such as NO<sub>2</sub> or SO<sub>2</sub>. Alternative methods are proposed for reducing anthropogenic gas emissions by burning fossil coal [2–4]. The global energy transition that is inexorably developing worldwide for global warming, environmental, technological, social, and economic reasons, poses a great challenge, but at the same time, it is a great opportunity.

Exploring how to convert RES into alternative thermal energy to coal is a major factor to achieve an efficient energy conversion. Thus, using RES, particularly biomass, for heat rather than electricity production relies on higher energy conversion efficiency, resource availability, and lack of constraints set by regulatory regimes [5,6]. Solar energy is dependent on other RES, such as biomass, as a thermal energy source given its daily intermittency and seasonal cycles, which affects continuity energy supply [7]. Any energy system is primarily designed to ensure that the supply of energy services to the end-user is uninterrupted.

The thermal energy systems in buildings have a high potential to contribute to the expansion of RES because they are responsible for almost 36% of the world final energy and 40% of CO<sub>2</sub> emissions. The integration of energy systems to supply thermal energy has pushed the frontier of knowledge of energy systems development by confronting the

challenges posed by intermittent solar irradiation and cyclic biomass production [8–13]. Mahmoud et al. [14] have explored the combined use of biomass and solar energy to reduce the environmental impact of energy production compared to conventional systems. Fernandez et al. [15] also illustrated the importance of using forest biomass along with the solar resource as the main source of thermal energy production. Ma et al. [16] looked at the need for developing technology for thermal generation systems for heat networks. Additionally, Mouaky and Rachek [17] developed scenarios for solar and biomass integration from an energy conversion and management point of view, together with the importance of thermal energy production. Finally, Díaz-Cuevas et al. [18] demonstrated that RES resource availability is a key aspect for the direct implementation of thermal energy systems. Resource availability, technology, and energy conversion were identified as the main barriers [19–22]. These systems have a global market that is different from conventional systems, which can greatly influence their energy performance due to impacts on the solar–biomass combination. Therefore, assessing hybrid systems for their deployment requires multi-parametric modelling such as fossil fuel mining regions, since these areas facilitate the integration of resource, energy conversion, and energy management [23–26]. Furthermore, modelling requires a detailed and full assessment of the energy production cycle [16,27,28].

For all the reasons specified above, this paper looks at the integration of biomass and solar energy through a multi-parametric analysis, using a processing model of analytical classification of the synergies between resource, conversion, and energy management. The study area is the coal mining regions of Spain, suppliers of energy resources, within a transition energy context, required by European Union (EU) regulations. An important novelty of this study is to assess the amount of energy available by evaluating how feasible it is to combine biomass and solar energy as a primary source, regardless of the nature of the thermo-energy availability. In addition, it also analyses the usability of these sources in terms of self-sufficiency and stable thermal supply within a specific coal mining territory, as an alternative to coal, taking into account the existing technical and environmental conditions in such areas. A further novelty is to be able to provide energy self-sufficiency in remote fossil fuel-producing areas or regions in the world.

This work is organised as follows: Section 1 introduces the research background and the aim of the work. Section 2 explains the research context and methodology used in the modelling process to combine biomass–solar in the study area. Section 3 shows both the results and the details of its application. Section 4 provides a detailed multi-parameter analysis of the use of biomass and solar energy in energy systems. Section 5 summarises the main findings of the study on the use of solar and biomass energy in the coal mining areas of Spain.

## 2. Materials and Methods

### 2.1. Research of Biomass and Solar Energy

Thermal systems based on biomass and solar energy have been studied for various parts of the world [29–31]. The combination of energy systems based on biomass and solar has shown efficiency with thermal energy production [31]. These studies emphasise that the multi-parametric evaluation context is critical for efficient energy management, where the design for a hybrid solar heating plant minimises thermal energy storage. Thus, to improve energy conversion, it is furthermore necessary to analyse the potential contribution of different local RES for direct energy management by energy systems.

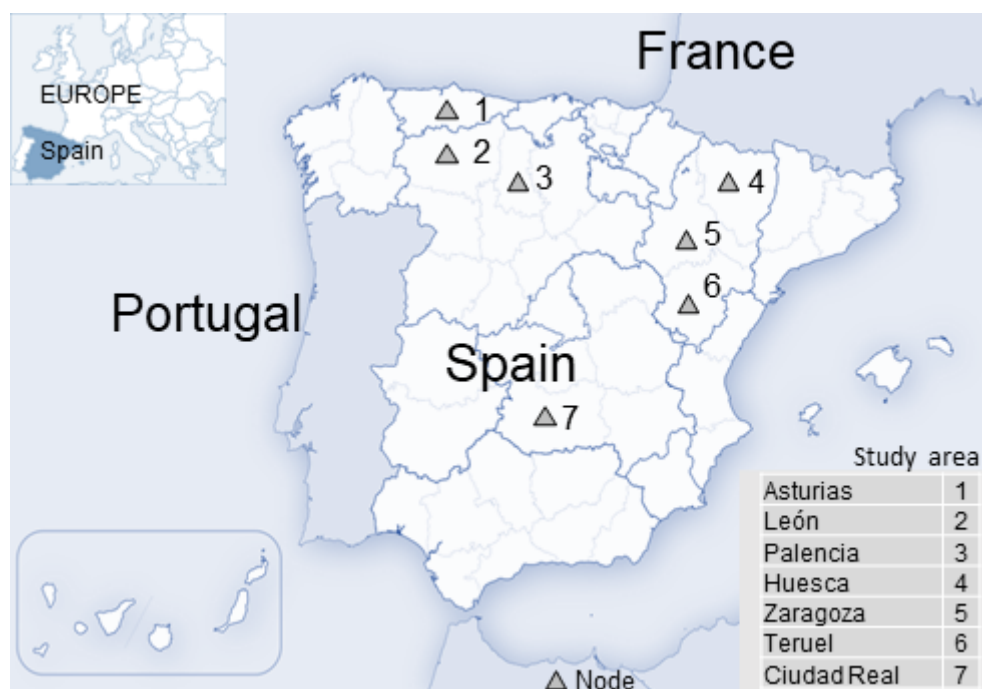
Coupling biomass and solar energy as hybrid resources require a stable energy supply environment to minimise potential negative impacts. The hybridisation of biomass combustion with solar thermal complements each other to overcome their management drawbacks [29,30]. Additionally, this type of energy supply is continuous and uniform. The main research challenge results from their management and performance, establishing techniques for accurately predicting their output and reliably integrating them.

Hybrid plants will become an increasingly attractive option as the cost of biomass feedstock and solar thermal decrease while fossil fuels continue to rise. In this sense, it

could be possible to increase biomass savings up to where solar participation in the thermal energy supply has a key role in operation [32]. The viability in each location depends rather on its financial performance and its ability to manage the risks facing it, which are to be assessed separately and take into account the local context and energy business environment. The ultimate economic viability of potential implementation projects depends on the local conditions of the final promotion.

## 2.2. Study Area

As with the rest of the EU, Spanish coal has always faced difficulties with competing in the international market and received significant state subsidies. Many industries, e.g., iron and steel, energy, etc., use coal as raw material. Spanish mining areas have traditionally been known for their poor economic diversification; this gives rise to entire logistic chains of coal extraction, transport, and conversion, which are, by the way, well established and technologically consolidated. During the last decades, mining and the use of coal for heat generation as a primary energy source has taken up most of the economic activities within these mining areas, leaving little space for the development of other alternative resources. This study focuses on the seven mining regions of Spain, as shown in the map below (Figure 1).



**Figure 1.** The study area of the coal mining regions areas of Spain.

At present, coal mining and associated industrial activities are located in the following territories: Asturias; León and Palencia (Castilla y León); Huesca, Zaragoza, and Teruel (Aragón); and Ciudad Real (Castilla la Mancha) [33,34] (see Table 1).

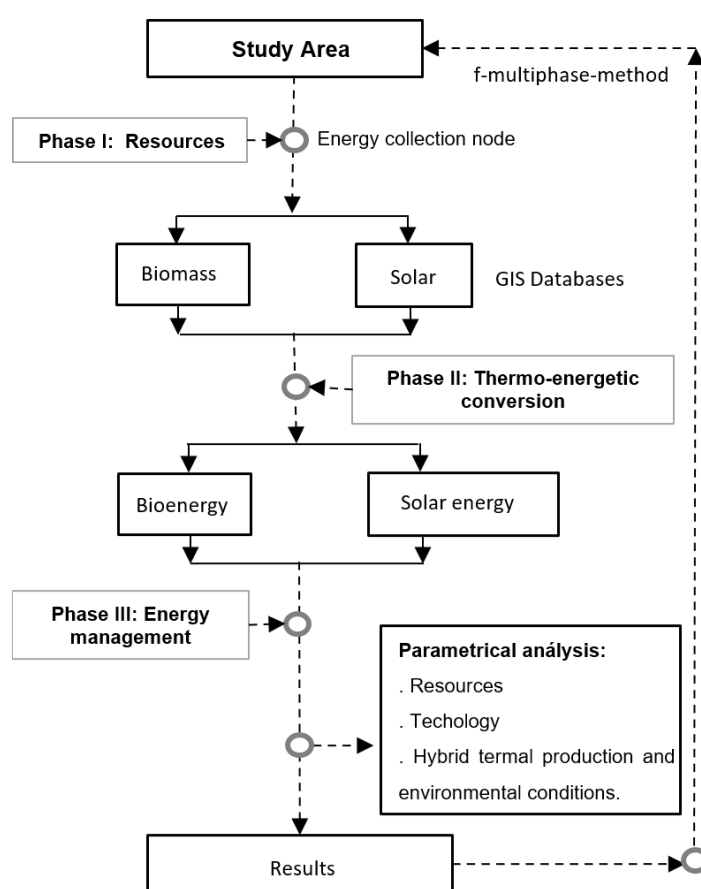
## 2.3. Multiphase Mathematical Model

Solar energy combined with biomass exhibits direct integration capability for thermal purposes as an alternative to coal for the production of storable, stable, and time-efficient energy supply. Therefore, the following methodology is presented to calculate biomass/solar resource potential for energy purposes; it defines energy management nodes in the stated territories. Using nodal networks for RES modelling enables the assessment of biomass resources in detail when implementing that type of energy system in a study area [5,26]. The multiphase mathematical model developed for this work comprises three phases in the area

of study: resources, thermo-energetic conversion system, and energy management [5,35,36], as described in Figure 2.

**Table 1.** Definition of the node code and the sectors in the study area, as Figure 1.

Node Code	Name of the Sector
SA1	Asturias
SA2	Ciudad Real
SA3	Huesca
SA4	León
SA5	Palencia
SA6	Teruel
SA7	Zaragoza



**Figure 2.** Flowchart of the multiphase mathematical algorithm through mass and energy balance in the study area for biomass and solar energy-based system.

### 2.3.1. Phase I: Biomass and Solar Energy Resources

The RES is analysed as a primary resource to generate the thermal energy form of energy conversion, i.e., heat, on different studies based on bioenergy [25,36]. Several researchers have assessed the potential of RES for various regions using Geographic Information System (GIS) tools [37,38]. However, the challenges posed by the energy transition in certain environments require a search for efficient, straightforward alternatives to the existing energy systems for the optimal management of indigenous fossil energy resources. Accordingly, biomass as an alternative to coal appears to be the best way to be used, either in thermal applications or as raw material in the energy industry [39]. Additionally, integrating the natural cycle of biomass with solar energy reveals synergy that facilitates their combined use employing new methodologies. Solar energy could be used for immediate

utilisation, such as water heating or heat storage [11]. The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) is a database application that allows the user to obtain solar radiation data at a given location [40–43]. This information enables the assessment of solar resource potential in the study area. For the evaluation of potential resources, the GIS database is taken as a starting point—the BIORAISE GIS tool of the Research Centre for Energy, Environment and Technology (CIEMAT)—which provides data on forest biomass in the vicinity of each of the nodes considered in the study area [44].

To analyse the RES, the novel “f-multiphase-method”, “f-method-p”, evaluates fractions of the total heating load supplied by RES to meet the energy demand. The model proposes dimensionless parameters called “f-factors” for each type of RES.

Forest biomass is one of the main resources for thermal bioenergy in mining areas because of the potential energy conversion as a primary resource, and its integrability in the industrial energy supply chains [9,24,27]. To select the most suitable location for resource assessment in each sector of the studied area (Figures 1 and 2), a collection area is defined for forest biomass according to the borderline of each coal region of Spain [25,26]. The collection area is the geographic surface inside the regional borderline [44].

Information on the potential forest biomass in the study area can be used to calculate the available biomass by including several environmental constraints, including energy content to define the potential access to the resource as the biomass distribution, production, and location by GIS tool [44,45].

The potential mass ( $M$ ) is the forestry residues, i.e., branches and leaves, found within the study area. The available mass ( $m$ ) includes branches and tops including leaves. It is obtained from the BIORAISE GIS database by cleaning, thinning, and felling operations data (Figure 2), which takes into account the techno-economic constraints of the biofuel supply to define the useful resources. The software assigns an average productivity value (taken from yield tables of different forest species) to each of the Corine Land Cover categories [44]. In a specific way, it is possible to achieve a centralised energy conversion of the largest amount of the available resources in each area. This procedure will allow this location to be characterised as a resource evaluation node. Techno-economic constraints affect bioenergy supply depending on the supply biofuel conditions [44,45]. The available biomass resources include conifers, wood, and mixtures. Available biomass is evaluated in the surroundings of the selected node in each regional area, as shown in Equation (1).

$$m = \sum_{i=1}^n m_i \quad (1)$$

where:

$m$ : total available mass (dry t/year).

$m_i$ : total available mass of conifers, hardwood, and mixtures (dry t/year).

The resulting energy from the available residues ( $E$ ) is shown in Equation (2), where the Lower Heating Value (LHV) is used.

$$E = \sum_{i=1}^n (m_i \cdot \text{LHV}_i) \quad (2)$$

where:

$E$ : energy from available mass (GJ/year).

$m_i$ : total available mass of conifers, hardwood, and mixtures (dry t/year).

$\text{LHV}_i$ : Lower Heating Value of conifers, hardwood, and mixtures (GJ/dry t).

Solar energy is one of the most important resources for thermal applications in Spain [7]. For solar energy, PVGIS is used as a reference to define average daily radiation as a solar energy resource in the study area (Figure 1) [7,41,42].

### 2.3.2. Phase II: Thermo-Energetic Conversion

The overall RES potential in Spain is greater than total domestic demand, including fossil fuels [46]. Despite this situation, Spain is highly dependent on fossil fuel imports.



Coal is the main indigenous resource for energy generation [47]. However, this situation is changing as coal is rapidly being phased out.

The technological capacity of the Spanish energy industrial sector is at the forefront to use RES to generate electricity and/or heating [48]. There is ample literature; e.g., Saint-Marc et al. [6] analysed forest biomass electricity production in Spain. With available resources and energy system parameters, a techno-economic parametric model was applied to show the potential of biomass production and the barriers to electricity generation. This demonstrated the challenge of the non-viability posed by this type of power plant in the current context, even after using energy crops. In this sense, Paredes-Sánchez et al. [5] demonstrated that the main application for bioenergy implementation is thermal energy in mining areas. The management of sustainable energy systems will play a key role in district heating systems (DHS) for future thermal energy in Spain in the areas under study. This would require a careful balancing between thermal energy generated, the sum of energy consumed, and heat losses. Typically, shares of the solar district heating can be categorised into centralised and distributed systems. Centralised systems include a large-scale ground-mounted solar field, typically coupled with a thermal energy storage system, whereas distributed (solar panels) systems are located on rooftops of single buildings to supply their heat demand [49,50].

Hybrid energy systems based on RES are emerging to meet new challenges with a high level of efficiency. Hybrid-modular types of equipment are versatile and can combine different types of energy sources in the supply chain. For example, they can provide a heating load for energy processes during the fluctuation or nonavailability of some RES. One of the main environmental benefits of DHS is its ability to significantly reduce CO<sub>2</sub> emissions owing to RES energy conversion technology. Special attention should be paid to the management of thermal energy to reduce their carbon footprint and GHG, which is a key to the success of DHS networks to find the right balance between technical and environmental aspects. Solar district heating represents 10–50% of this total heat supply. Without heat storage, solar district heating can supply 10–30% of the annual demand depending on the annual distribution of the solar radiation and the heat load [51].

The “F-chart method” is used as an empirical framework to characterise the long-term performance of solar heating systems [52]. It is based on f-chart methodology as approximations of model results fitted to the pair of X and Y values for the solar system. It correlates those parameters with thermal performance where parameter  $f_s$  is presented as a function of two dimensionless parameters X and Y as defined in Equations (3) and (4), respectively.

$$X = \text{Collector Energy Losses} / \text{Heating Load} \quad (3)$$

$$Y = \text{Energy Absorbed by Collector} / \text{Heating Load} \quad (4)$$

In terms of collector properties, those values can also be expressed as follows, as the base model [52–55], whose metrics are normally defined per month. The proposed model is based on (Equations (5) and (6)):

$$X = F_R U_L \cdot \frac{F' / R}{F_R} \cdot (T_{\text{ref}} - \bar{T}_a) \cdot \Delta t \cdot \frac{A_c}{L} \quad (5)$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \cdot \frac{F' / R}{F_R} \cdot \frac{(\bar{\tau}\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \cdot \bar{H}_T \cdot N \cdot \frac{A_c}{L} \quad (6)$$

All the parameters and properties used in this model are available from collector tests and operational conditions, where:

$A_c$  = Area of solar collector area (m<sup>2</sup>).

$F'_R$  = Collector-heat exchanger efficiency factor (%).

$F_R$  = Collector heat removal factor (%).

$U_L$  = Collector overall energy loss coefficient (W/m<sup>2</sup>·°C).

$\Delta t$  = Total number of seconds in the month.



$\bar{T}_a$  = Monthly average ambient temperature ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$T_{\text{ref}}$  = Empirical reference temperature ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$\bar{H}_T$  = Monthly average daily radiation incident on collector surface per unit area ( $\text{J}/\text{m}^2$ ).

$L$  = Monthly total heating load for space heating and hot water ( $\text{J}$ ).

$N$  = Number of days per month.

$(\bar{\tau}\alpha)$  = Normal transmittance–absorptance product (%).

$(\tau\alpha)$  = Monthly average transmittance–absorptance product (%).

The collector and heat exchanger parameters are determined from standard and normalized collector tests. Data on environmental and technical parameters are based on parametrical solar energy databases for each node in the study area [41,42,55]. The model is adapted for energy supply, energy conversion, environmental conditions, and heat storage possibilities [55].

Equations (7)–(9) are the result of model data fitting based on the “f-chart method” [52–54]. In this sense, the proposed hybrid-modular system combines solar and biomass energy. For biomass thermal evaluation, the  $f_{bi}$  factor defines the contribution per month of biomass supply to the biomass system heating load. Hence, the total biomass fraction ( $F_b$ ) per year can be obtained by the sum of all bioenergy supplies per month (Equation (7)).

$$F_b = \sum (f_{bi} \cdot L_i) / \sum L_i \quad (7)$$

For solar thermal analysis, the  $f_{si}$  factor is defined as a dimensionless parameter by empirical equation to define the solar coverage of the total heating load per month [52] (Equation (8)).

$$f_{si} = 1.029 Y - 0.065 X - 0.245 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.215 Y^3 \quad (8)$$

Furthermore, the total solar fraction of annual heating load ( $F_s$ ) per year can be found by the sum of all monthly fractions (Equation (9)) during the year.

$$F_s = \sum (f_{si} \cdot L_i) / \sum L_i \quad (9)$$

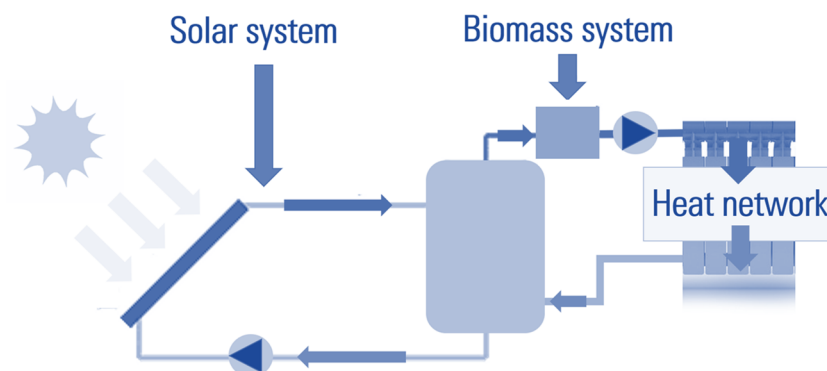
Equation (10) for the proposed method fulfils:

$$F_b + F_s = 1 \quad (10)$$

Lastly,  $F_{b/s}$  analyses the relationship between bioenergy and solar energy supply (Equation (11)).

$$F_{b/s} = F_b / F_s \quad (11)$$

In addition, this novel method of analysis, “Factorial Method”, has been developed to bridge the existing gaps between resources, technology, and management, in hybrid thermal systems. For example, Rämä and Mohammadi [50] compared centralised and distributed systems and concluded that a centralised solution outpaces the distributed systems in terms of performance and management. In Austria, Denmark, Germany, and Sweden, investment in DHS installations has already taken place with similar resource and operation conditions of mining areas of Spain [56]. Solar thermal systems were successfully reported to be for operation in DHS applications and implementations up to or over  $350 \text{ kW}_{\text{th}}$  and  $500 \text{ m}^2$  [57]. Thus, a thermal system is dimensioned as a modular solar–biomass system based on the prototypes studied in the study area for thermal energy production [24,25]. The proposed hybrid-modular system based on the combined use of solar heat and biomass includes mainly a ground-mounted solar field (solar panels) and a biomass boiler as main energy systems (Figure 3) [55,56].



**Figure 3.** The base structure of the hybrid-modular system.

Figure 3 shows the schematic layout for the hybrid-modular system. The heat source is produced in series by solar and biomass systems. The solar system is based on solar collectors; meanwhile, the biomass system uses a boiler. The hot water source for district heating is obtained from two sources in the daytime. In the nighttime, hot water can be generated only from biomass without stopping. The use of heat exchangers and pumps allow supplying the hot water by a heat network.

Additionally, a control system integrating bioenergy and solar energy is needed to manage the RES conversion to meet energy demand, as shown in Figure 3. Table 2 shows the main characteristics of the proposed energy system.

**Table 2.** Operational parameters of the hybrid-modular system.

Main Operation Parameters	Load Data
Design power (kW <sub>th</sub> )	250
Biomass boiler efficiency (%)	80
Base surface of the solar collection (m <sup>2</sup> )	250
Full-load operation hours (h)	2000
Biomass/Solar coverage (%)	70/30

### 2.3.3. Phase III: Energy Management

Although wood-based resource can be used for the generation of heat and electricity, it remains uncompetitive compared to traditional fossil fuels. Consequently, serious efforts have been made to develop new technology to increase efficiency and compete with fossil fuels. Currently, the main challenges in the area of energy management are technical limitations, viability, social acceptability, and environmental safety. Community initiatives for RES must promote the production and consumption of sustainable energy systems. The present analysis is based on thermal energy production as an alternative from the integration of solar and biomass resources to thermal fossil fuels applications mainly based on coal in the study area [14,25,58].

Biomass represents a manageable and storable RES alternative and should play an increasing role in replacing fossil fuels (Phase III). Based on the analysis of energy management, the generated energy is compared to its energy-based equivalence to the mass ( $m_f$ ) of other conventional fuels (e.g., coal), as shown in Equation (12).

$$m_f = E_b / \text{LHV}_i \quad (12)$$

This is done by taking the calorific value (LHV<sub>i</sub>) of the fuels in Table 3 as an approximation [5].

**Table 3.** Fuel properties and composition based on ultimate analysis on dry weight basis [59–62].

Parameters	Unit	Wood Fuel	Coal Fuel
Carbon	wt%	50	82
Hydrogen	wt%	6	5
Nitrogen	wt%	0.4	2.1
Sulphur	wt%	0.08	0.90
Low Heating Value (LHV)	MJ/kg	17	32

Note: wt = weight.

Thermal demand is defined by taking into account the consumption of domestic hot water (DHW) and energy requirement of about 12,980 kWh/single-family house per year [63]. The techno-economic analysis depends on the market conditions of demand and supply [24,25]. The techno-economic analysis defines the potential individual components (capital investment cost, operating cost, and production cost of the unit). The costs have been defined based on similar systems and the particular conditions of the system [26]. The economic study is based on the analysis of the parameters shown in Table 4.

**Table 4.** Main parameters of the economic analysis for base scenarios as an approach.

Parameter	Total
<i>Income</i>	
Heat price (€/kWh <sub>th</sub> )	0.20
<i>Expenditure</i>	
Biomass system (€/kWh <sub>th</sub> )	0.12
Solar system (€/kWh <sub>th</sub> )	0.19
Auxiliary systems and network (€/kWh <sub>th</sub> )	0.23
Biomass supply (€/GJ)	5–7
Operation and maintenance (€/kWh <sub>th</sub> ·year)	0.09
General expenses (€/kWh <sub>th</sub> ·year)	0.02
Other (€/kWh <sub>th</sub> ·year)	0.01
<i>Valuation Parameters</i>	
Time Period (year)	15
Discount rate (%)	10

Note: As an approach, 80% of the total budget is financed at 15 years with an Annual Percentage Rate (APR) of 6%. Taxes are included, the analysis model considers a Consumer Price Index (CPI) of 3%.

Three Scenarios have been considered as an approach from Table 4 to analyse the potential evolution of the economic behaviour in the hybrid-modular system with biomass supply cost of 5 GJ/t, 6 GJ/t, and 7 GJ/t to define Scenario 1, Scenario 2, and Scenario 3, respectively.

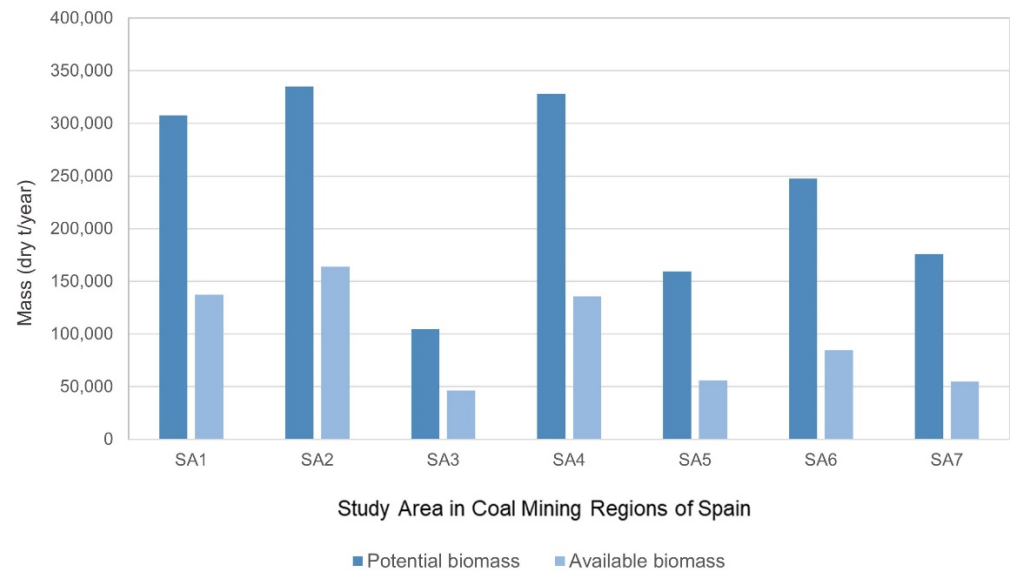
The constitution of a biomass market in the area will be possible once the necessary instruments of political and economic support have been created for its development. Biofuels improve considerably the potential of biomass for thermal systems. Table 5 provides the employment generation ratios of biomass and solar in each unit by full-time equivalent employees.

**Table 5.** Estimated ratios by type of job-years per modular hybrid system [25,26,64].

System	Construction and Manufacturing (Job-Years/MW <sub>th</sub> )	Operation and Maintenance (Job-Years/MW <sub>th</sub> )	Fuel Supply (Job-Years/MW <sub>th</sub> )
Biomass	8.5	1.5	21
Solar	7.4	0.5	0

### 3. Results

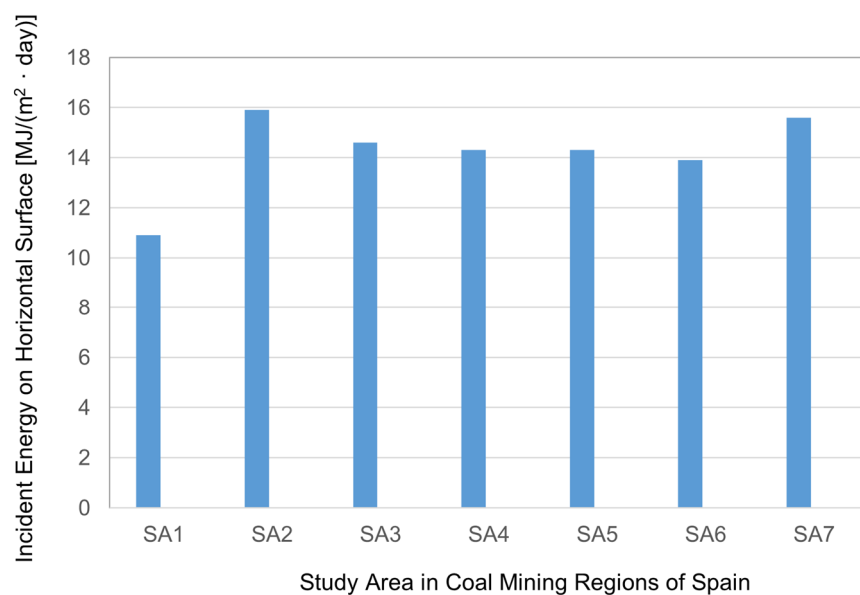
From Phase I of the multi-objective methodology based on GIS data, the studied locations present a biomass resource potential of (m) from 100 to 340 dry kt/year with an average availability of 40%. The available resources are equivalent to 11,400 TJ/year (E) in the study area [44]. Figure 4 shows the distribution of available biomass for energy in the different sectors of the area under study (Table 2).



**Figure 4.** Distribution of the biomass resources in the study area by sector.

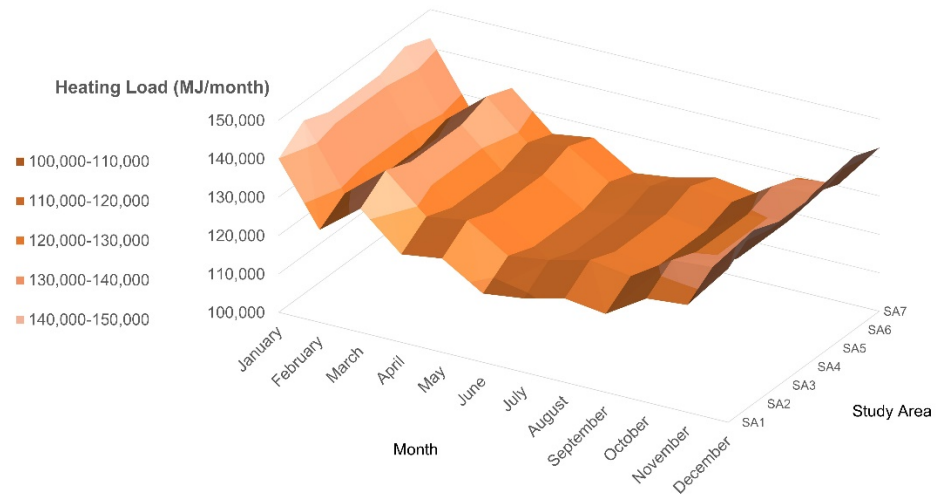
Figure 4 presents some linearity in the distribution of the potential biomass around each modelling node considered in Spain.

As for solar energy, the study area shows an average daily solar radiation ( $\overline{H_T}$ ) of 14 MJ/m<sup>2</sup> [41,42]. In those conditions, resources are suitable quantitatively and qualitatively for DHS in the proposed conditions [25]. The available solar energy is shown in Figure 5 in the study areas (Table 2).



**Figure 5.** Availability of solar resource in the study area by sector.

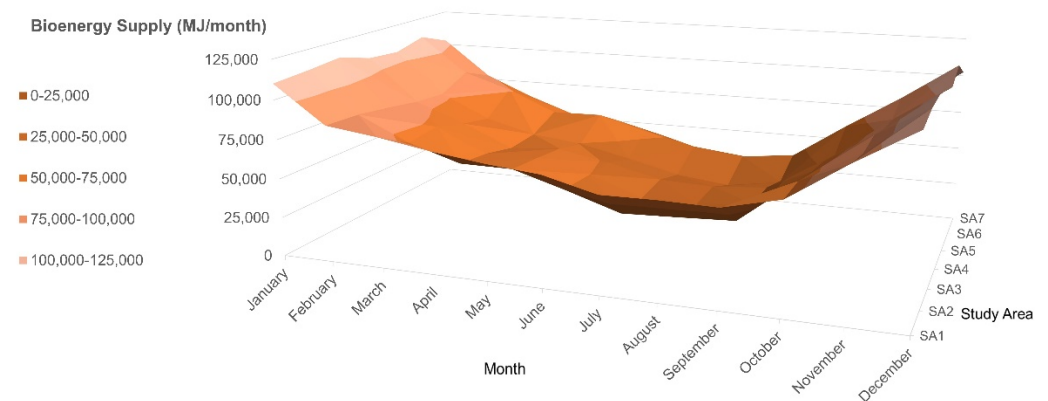
For Phase II, the hybrid-modular system for DHS allows for greater use of RES, i.e., solar and biomass, to provide more efficient energy to meet the heating load. The distribution of the thermal energy demand throughout the year in various study areas is shown in Figure 6 (Table 2).



**Figure 6.** Heating load of the hybrid-modular system per month per sector.

The average total heating load of the hybrid-modular system is about 1700 GJ/year, which has a balanced distribution per month and sector with an average heating load of 130 GJ/month equivalent to 20,000 L/day as DHW at 60 °C for DHS.

The distribution of bioenergy and solar energy in terms of heating load per month per study area is shown in Figures 7 and 8, respectively.



**Figure 7.** Bioenergy supply in the hybrid-modular system per month by sector.

December has the lowest level of solar energy supply, with an average of 30 GJ/month per sector, while August shows the highest solar supply, with a total of 85 GJ/month. Bioenergy supply in the proposed modular system provides about 70% of the total energy supply in any considered area. Bioenergy and solar energy supply are combined with the hybrid-modular system to meet the total heating load.

In connection with Phases II and III, the “f-factors” per month were examined from the point of view of energy management. Figure 9 summarises the outcome of “f-factors” for the total monthly heating load with bioenergy supply being the main contribution (Table 2).

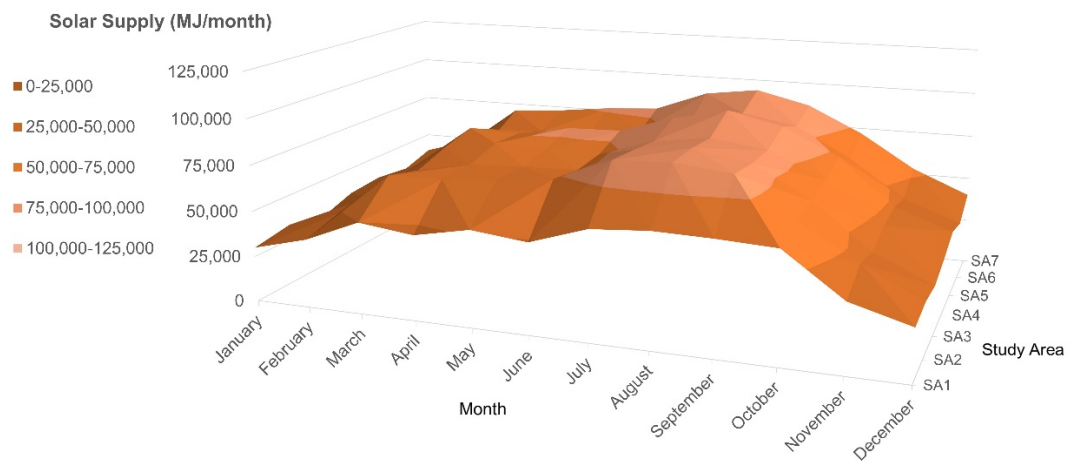


Figure 8. Solar supply in the hybrid-modular system per month by sector.

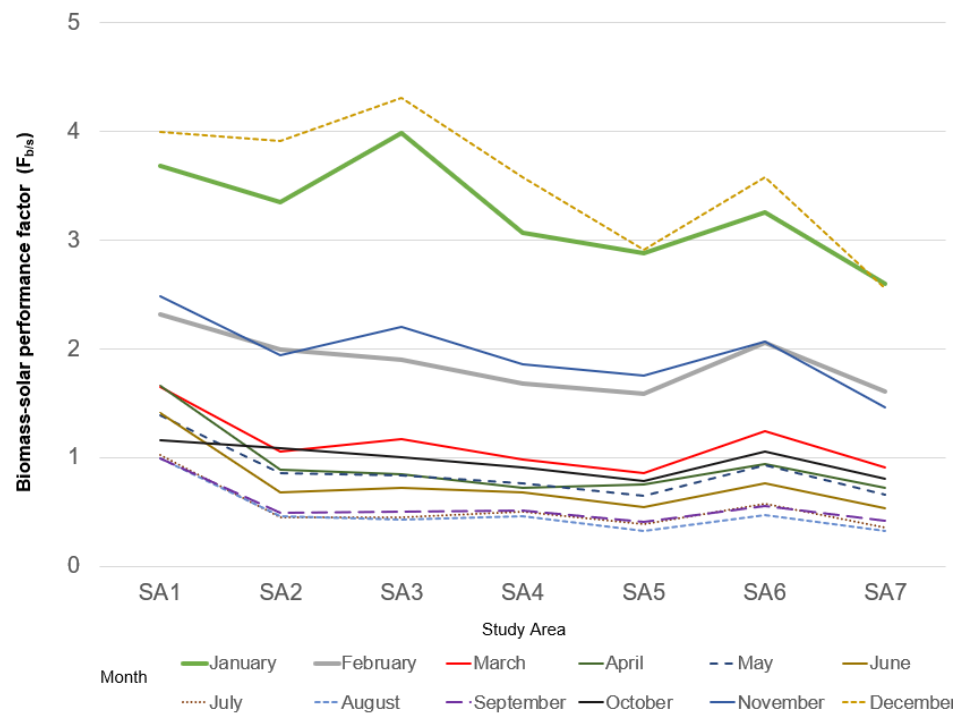


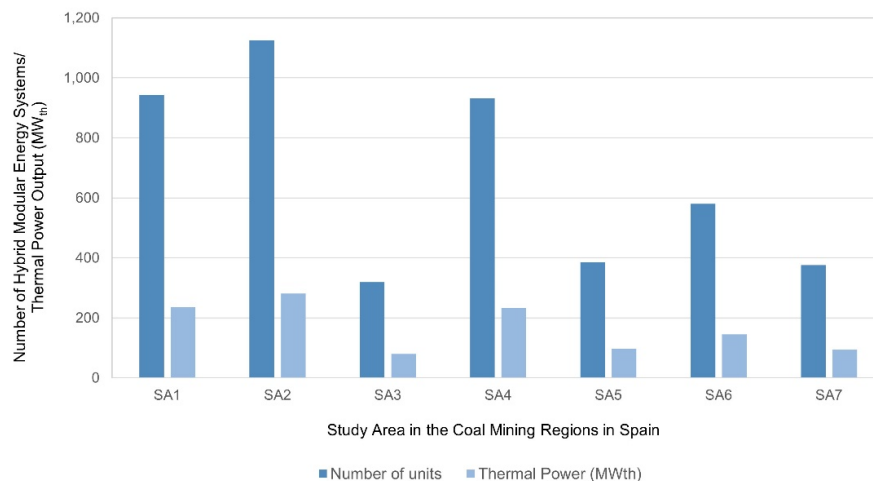
Figure 9. F-factors performance in the hybrid-modular system per month by sector.

The f-factors analyse the combination of bioenergy and solar energy’s contribution to supply to meet total heating load with the hybrid-modular system. Additionally,  $F_s$  reflects a minimum average value of 0.2 per month throughout the year. Meanwhile,  $F_b$  and  $F_{b/s}$  average parameters reach up to 0.8 and 3.6 in the same period. These results show the importance of biomass supply.

Finally, energy management evaluation of the modular-hybrid system shows that solar energy contribution to thermal supply is at least 30% of the total heating load per year. For all these reasons, the analysed method and thermal system have similar parametrical results to thermal systems currently under operation [25,51,65]. Moreover, if the hybrid-modular system is compared with an equivalent coal-based thermal system with 82% carbon content of coal, a calorific value of 32 MJ/kg for heating fuel, and a boiler thermal efficiency of 85% as an approach, then a coal consumption of 70 t/year and up to 230 t CO<sub>2</sub>/year, 3 t NO<sub>2</sub>/year, and 1 t SO<sub>2</sub>/year can be avoided. Additionally, the result of the study shows biofuel consumption by up to 8% could be reduced with biocoal as the main fuel in the

hybrid systems [5]. The conversion of biomass into biocoal and biogas production by pyrolysis could be a contribution for the cleaner production of hydrogen [5,24,39].

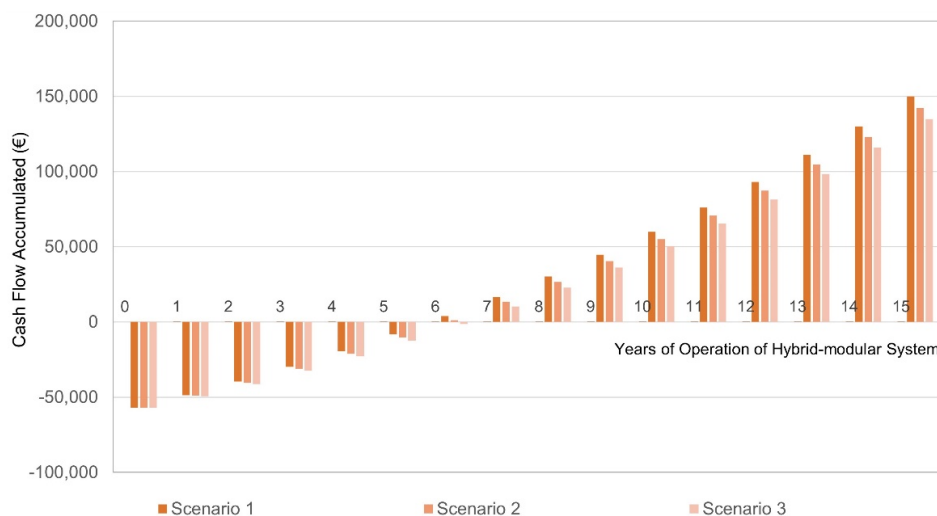
Additionally, Phase III shows an important contribution to the number of potential hybrid-modular energy conversion systems and power output per study area (Figure 10).



**Figure 10.** The number of potential hybrid-modular systems and power per sector.

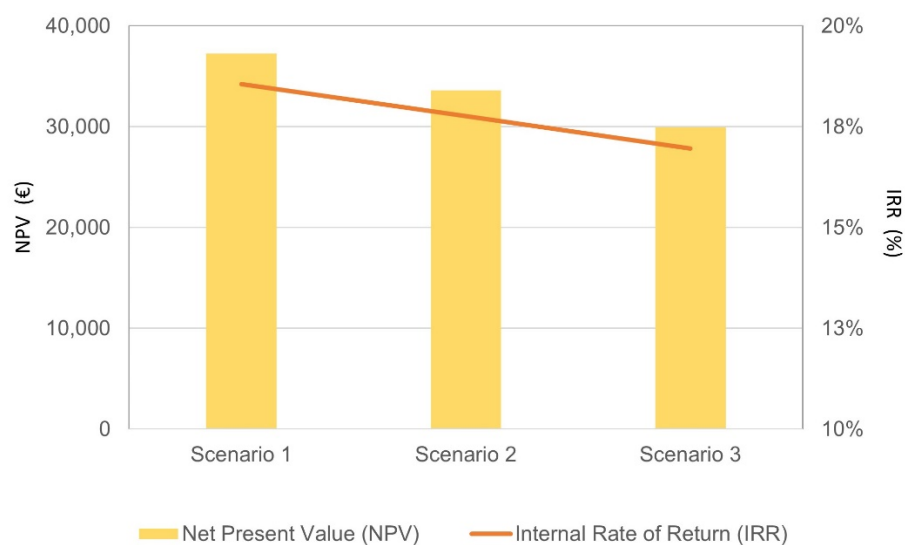
The total potential of hybrid-modular systems is 4661 units for the mining areas of Spain, which are equivalent to 1165 MW<sub>th</sub>, and they supply thermal energy for 170,000 single-family houses. Moreover, these systems could create 28,050 job-years in construction and manufacturing, operation and maintenance, and fuel supply activities (Table 5). The final implementation of the unit systems depends on the particular conditions of each engineering project [25,51,65].

As a future approach, under current market conditions, the biomass is defined by a price of up to 7 €/GJ by different scenarios (Table 4), which is higher than the total biomass cost in all the study areas. In this sense, the incomes have been minimised; meanwhile, the expenditures have been maximised according to a common model of analysis for the modular-hybrid system in any of the seven study areas. Figures 11 and 12 show the results of the economic model. The interpretation of the model is that the hybrid-modular system will be amortised in a maximum of 7 years. Introducing a subsidy percentage in the total cost of the installation would improve the results obtained (Figure 11).



**Figure 11.** Economic performance approach of the hybrid modular system (in terms of cash flow and cash flow accumulated over a time span of 15 years).





**Figure 12.** Basis of the economic summary as approach.

Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) have been considered for a project life of 15 years as economic performance indicators besides operating requirements of the system with favourable results with the considered conditions with different cost for the biomass supply (Figure 12).

The final viability of these projects will depend on the local implementation characteristics of each study area.

#### 4. Discussion

Several reasons have led to closure of coal mining operations in many parts of the EU and the United States, with the consequent job losses over the last few decades. Environmental pressures and improvement of RES technologies had a particular impact. Unquestionably, mining communities are being transformed and require modernising and diversifying their economies. Climate change is putting enormous political pressure on many governments to phase out fossil fuels in general and more specifically coal. Then, coal has no long-term future, and this applies to most of the developed countries. Hence, there is an urgent need to find effective and long-term environmental economic alternatives. Spain is a good example, after government policy is rapidly phasing out coal operations in the country. Therefore, there is an urgent need to find all kinds of alternatives to coal in thermal energy systems.

A key element is the adoption of cleaner energy production targets at the planning level, together with key legislation. This situation is becoming abundantly clear in many places in the world, and particularly in the United States and EU, triggering a post-carbon transition. Implementing a technological alternative requires splitting up the analysis by considering the different aspects involved (Figure 2). Energy integration will be essential to achieve the expected goal in the regional energy systems. The need to combine different resources of energy stems out of the impossibility of satisfying the continuous increase in energy demand for end consumers with alternative sources e.g., solar and bioenergy. The proposed energy system will make it possible for the better use of intermittent RES. The present work demonstrates the importance of combining solar and biomass to provide increasing supply in an environmental and economically more sustainable manner.

RES systems are illustrative of the fact that some of them are at a significant distance from energy demand centres [66]. Overcoming the competitiveness challenge of RES requires careful management and energy supply infrastructure. Different experiences have shown that the sectors linked to the green economy have been protagonists of the energy transition. Indeed, environment improvement and pollution reduction observed in regions, where mining activity has been reduced, are among the positive aspects most highlighted by



the protagonists of the transitions. Such transition processes have contributed to changing the popular perception of mining regions, being recognised today either as new hubs of technological development, green technology manufacturing, or as production centres for renewable energies.

In general, solar energy systems do not have a direct impact on the environment; however, pollution can occur during manufacturing and maintenance [67]. As a consequence of the mandatory regulations on installation in the Technical Building Code (TBC) of Spain, implementing solar thermal energy in dwellings has become a necessary requirement. In terms of growth prospects, the solar thermal market is strictly linked to TBC, i.e., new housing developments.

Biomass is still the major source of energy in many developing countries. Forest residues are widely used for residential heating, which can cause significant emissions of particulate matter (PM) and other polluting compounds [68–70]. The bioenergy potential in the world is diverse and widely distributed in nature [71]. In addition to environmental benefits, it provides greater energy independence and security of supply, particularly in rural areas. A major problem has been that biomass has been used very inefficiently, except in some industrial countries e.g., Austria and Sweden. Biomass is used in a multitude of applications, from industrial, cottage industries, to households [5]. The demand for biofuels for DHS networks, e.g., chips and pellets, is gradually increasing. DHS are especially common in Scandinavian, Baltic, and Eastern European countries, many of which enjoy a long tradition and can easily adapt to new technologies and applications. For example, Austria, Denmark, Finland, and Sweden use biofuels in solid, liquid, and gaseous forms.

Nowadays, cities have been changing their approach to central heating, raising awareness of its importance while offering solutions that promote energy sustainability. Within this new scenario, urban central heating networks are gaining momentum, encouraged by social change, subsidies, improved technology, lower costs, etc., at local, regional, and even national levels. Central heating networks or “district heating” are typically intended for urban areas in an attempt to establish a circular economic model where the neighbouring rural areas provide the biomass required for the system’s operation. In short, biomass DHS networks have several strengths that make them one of the most effective systems for many cities to make the transition to sustainability.

Energy regulations are needed to make room for the development of cleaner energy generation, backed up by business development energy conversion systems [58]. Their environmental strengths include reducing urban pollution, as the plants incorporate high-tech emission control systems impossible to install on a stand-alone basis. Their technical strengths consist of flexibility in joining consumers to the grid; simplicity of the installations, as the energy production is common and outside the building; and reliability of the grid, as it reduces equipment maintenance and provides increased control of the system’s performance. In addition, there is also the reduction of on-site energy storage in the point of consumption and the reduced noise impact on the building by eliminating fuel storage and handling inside the buildings.

In the future, the study of mining infrastructure as future zones for the use of bioenergy, e.g., biorefineries, makes it necessary for RES and their transformation from a local perspective for regional use. Implementing biomass-solar energy potential requires particular techno-economic and thermal systems, up to an industrial scale based on the specific characteristics and objectives of the facilities under consideration. Finally, to ensure a transition toward more sustainable modes of production and consumption in mining areas, it must guarantee the fulfilment of a series of requirements leading to the efficient use of existing alternative RES. The future industrial and social proposals together with institutional support at local, regional, and national levels are key drivers to new projects. In this sense, the knowledge about biomass as an alternative to biocoal is a challenge. It could have a very positive impact on mining areas in Europe.

## 5. Conclusions

Technical, environmental, and social issues pressures to reduce the use of fossil fuels, to address climate change, and to ensure the availability of sustainably RES is transforming many mining areas. An understanding of the range of these challenges, when implementing solar and biomass hybrid energy generation systems, under different scenarios, has been shown in a comprehensive and simultaneous assessment. As an approach, this paper has considered solar and biomass as RES options for energy systems. The proposed analysis of the energy model (Figure 2) faces major challenges based on the following main findings:

- The potential biomass resources vary from 100 to 340 dry kt/year with an availability of 40% in the study area. The total available biomass resources are equivalent to 11,400 TJ/year. Additionally, the study area shows an average daily solar radiation of 14 MJ/m<sup>2</sup>. Under such conditions, the available resources are sufficient for the proposed energy system.
- Thermal energy is shown as efficient energy conversion in energy systems. A proposed hybrid-modular system combines solar and biomass energy with a techno-economic sustainable manner to produce 250 kW<sub>th</sub> with 70% of bioenergy supply equivalent to 20,000 L/day as DHW at 60 °C for DHS. The F-factors analysis by “f-method-p” shows an F<sub>s</sub> minimum average value of 0.2 per month throughout the year. Meanwhile, F<sub>b</sub> and F<sub>b/s</sub> average parameters can be up to 0.8 and 3.6 in the same period.
- The hybrid-modular system could avoid a coal consumption of 70 t/year, and up to 230 t CO<sub>2</sub>/year, 3 t NO<sub>2</sub>/year, and 1 t SO<sub>2</sub>/year can be avoided per system considering a total chemical conversion, by combustion, of coal into these types of emissions.
- The theoretical total hybrid-modular systems to implement in all the sectors of the study area (Figure 1) are 4661 units equivalent to 1165 MW<sub>th</sub> and supply thermal energy for 170,000 single-family houses, which could create 28,050 job-years.

The results from this study demonstrate the importance and viability of thermal energy as a primary source. Hybrid systems (solar + biomass) are a viable alternative that can maximise energy from source to end-use. The main barriers are technological, legal, and political, which need to be put in place to ensure its further development. The conversion of biomass into biocoal and hydrogen could be a challenge for cleaner production.

**Author Contributions:** Conceptualization and methodology, B.M.P.-S. and J.P.P.-S.; software, B.M.P.-S.; writing—original draft preparation, B.M.P.-S.; writing—review and editing, B.M.P.-S.; visualization, J.P.P.-S. and P.J.G.-N.; supervision, B.M.P.-S., J.P.P.-S. and P.J.G.-N. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

**Funding:** This research received no external funding. It is the final part of a doctoral thesis through experimental research about thermal systems at the University of Oviedo.

**Acknowledgments:** The authors would like to acknowledge the contributions of D. Francisco Rosillo Calle of the Imperial College of London in the development of this research work to conclude a doctoral studies. The authors would like to acknowledge the support of the technical staff of the Research Centre for Energy, Environment, and Technology (CIEMAT) throughout the initial stages of this research work. We would like to thank all the companies and institutions that have contributed in some way to the work described in this paper.

**Conflicts of Interest:** The authors declare no conflict of interest.

## References

1. Kumar, A.; Sah, B.; Singh, A.R.; Deng, Y.; He, X.; Kumar, P.; Bansal, R.C. A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *69*, 596–609. [[CrossRef](#)]
2. Stanislav, Y.; Anton, T.; Nikolay, B.; Vladimir, G. Justification of the Energy Use of Cedar Husk Waste as an Environmentally Friendly Additive for Co-Combustion with Coal. *Energies* **2021**, *14*, 7027. [[CrossRef](#)]
3. Arribas, L.; Lechón, Y.; Perula, A.; Domínguez, J.; Ferres, M.; Navarro, J.; Zarzalejo, L.F.; García Barquero, C.; Cruz, I. Review of Data and Data Sources for the Assessment of the Potential of Utility-Scale Hybrid Wind–Solar PV Power Plants Deployment, under a Microgrid Scope. *Energies* **2021**, *14*, 7434. [[CrossRef](#)]

4. Yankovsky, S.A.; Kuznetsov, G.V.; Tolokolnikov, A.A.; Cherednik, I.V.; Ivanov, A.A. Experimental study of the processes of reducing the formation of sulfur oxides during the co-combustion of particles of metaluminous coal and wood processing waste. *Fuel* **2021**, *291*, 120233. [[CrossRef](#)]
5. Paredes-Sánchez, B.M.; Paredes-Sánchez, J.P.; García-Nieto, P.J. Energy Multiphase Model for Biocoal Conversion Systems by Means of a Nodal Network. *Energies* **2020**, *13*, 2728. [[CrossRef](#)]
6. Saint-Marc, R.; Paredes-Sánchez, J.P.; Xiberta-Bernat, J. Power Generation from Bioenergy Crops by Technical and Economic Feasibility Assessment. *Proceedings* **2018**, *2*, 1476. [[CrossRef](#)]
7. Paredes-Sánchez, J.P.; Las-Heras-Casas, J.; Paredes-Sánchez, B.M. Solar Energy, the Future Ahead. In *Advances in Sustainable Energy. Lecture Notes in Energy*; Vassel-Be-Hagh, A., Ting, D., Eds.; Springer: Cham, Switzerland, 2019; Volume 70, pp. 113–132.
8. Burguet-Fernández, G.; Paredes-Sánchez, J.P.; Xiberta-Bernat, J. Bioenergy Valuation of Poultry Litter by Applying an Enzyme Product for Environmental Purposes: A New Applied Technology. *Proceedings* **2018**, *2*, 1480. [[CrossRef](#)]
9. Soutullo, S.; Giancola, E.; Sánchez, M.N.; Ferrer, J.A.; García, D.; Suárez, M.J.; Prieto, J.I.; Antuña-Yudego, E.; Carús, J.L.; Fernández, M.Á.; et al. Methodology for Quantifying the Energy Saving Potentials Combining Building Retrofitting, Solar Thermal Energy and Geothermal Resources. *Energies* **2020**, *13*, 5970. [[CrossRef](#)]
10. Paredes-Sánchez, J.P.; Conde, M.; Gómez, M.A.; Alves, D. Modelling hybrid thermal systems for district heating: A pilot project in wood transformation industry. *J. Clean. Prod.* **2018**, *194*, 726–734. [[CrossRef](#)]
11. Lake, A.; Rezaie, B.; Beyerlein, S. Review of district heating and cooling systems for a sustainable future. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *67*, 417–425. [[CrossRef](#)]
12. Benedek, J.; Sebestyén, T.T.; Bartók, B. Evaluation of renewable energy sources in peripheral areas and renewable energy-based rural development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *90*, 516–535. [[CrossRef](#)]
13. Mohammadi, K.; Khanmohammadi, S.; Khorasanizadeh, H.; Powell, K. A comprehensive review of solar only and hybrid solar driven multigeneration systems: Classifications, benefits, design and prospective. *Appl. Energy* **2020**, *268*, 114940. [[CrossRef](#)]
14. Mahmoud, M.; Ramadan, M.; Naher, S.; Pullen, K.; Olabi, A.G. The impacts of different heating systems on the environment: A review. *Sci. Total Environ.* **2020**, *766*, 142625. [[CrossRef](#)]
15. Fernández, S.T.; Sánchez, J.P.P.; Trashorras, A.J.G. Analysis of forest residual biomass potential for bioenergy production in Spain. *Clean Technol. Environ. Policy* **2016**, *18*, 209–218.
16. Ma, Z.; Knotzer, A.; Billanes, J.D.; Jørgensen, B.N. A literature review of energy flexibility in district heating with a survey of the stakeholders' participation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2020**, *123*, 109750. [[CrossRef](#)]
17. Mouaky, A.; Rachek, A. Thermodynamic and thermo-economic assessment of a hybrid solar/biomass polygeneration system under the semi-arid climate conditions. *Renew. Energy* **2020**, *156*, 14–30. [[CrossRef](#)]
18. Díaz-Cuevas, P.; Domínguez-Bravo, J.; Prieto-Campos, A. Integrating MCDM and GIS for renewable energy spatial models: Assessing the individual and combined potential for wind, solar and biomass energy in Southern Spain. *Clean Technol. Environ. Policy* **2019**, *21*, 1855–1869. [[CrossRef](#)]
19. Higuera-Castillo, E.; Muñoz-Leiva, F.; Liébana-Cabanillas, F.J. An examination of attributes and barriers to adopt biomass and solar technology. A cross-cultural approach. *J. Environ. Manag.* **2019**, *236*, 639–648. [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]
20. Hussain, C.I.; Norton, B.; Duffy, A. Technological assessment of different solar-biomass systems for hybrid power generation in Europe. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *68*, 1115–1129. [[CrossRef](#)]
21. Zhang, L.; Li, F.; Sun, B.; Zhang, C. Integrated optimization design of combined cooling, heating, and power system coupled with solar and biomass energy. *Energies* **2019**, *12*, 687. [[CrossRef](#)]
22. Sahoo, U.; Kumar, R.; Singh, S.K.; Tripathi, A.K. Energy, exergy, economic analysis and optimization of polygeneration hybrid solar-biomass system. *Appl. Therm. Eng.* **2018**, *145*, 685–692. [[CrossRef](#)]
23. Igogo, T.; Lowder, T.; Engel-Cox, J.; Awuah-Offei, K.; Newman, A.M. *Integrating Clean Energy in Mining Operations: Opportunities, Challenges, and Enabling Approaches* (No. NREL/TP-6A50-76156); National Renewable Energy Lab. (NREL): Golden, CO, USA, 2020; p. 43.
24. Michalski, J.; Bünger, U.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Schneider, G.S.; Pregger, T.; Cao, K.; Heide, D. Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *Int. J. Hydrog. Energy* **2017**, *42*, 13427–13443. [[CrossRef](#)]
25. Paredes-Sánchez, J.P.; López-Ochoa, L.M.; López-González, L.M.; Xiberta-Bernat, J. Bioenergy for District Bioheating System (DBS) from eucalyptus residues in a European coal-producing region. *Energy Convers. Manag.* **2016**, *126*, 960–970. [[CrossRef](#)]
26. Paredes-Sánchez, J.P.; Míguez, J.L.; Blanco, D.; Rodríguez, M.A.; Collazo, J. Assessment of micro-cogeneration network in European mining areas: A prototype system. *Energy* **2019**, *174*, 350–358. [[CrossRef](#)]
27. Daioglou, V.; Doelman, J.C.; Wicke, B.; Faaij, A.; van Vuuren, D.P. Integrated assessment of biomass supply and demand in climate change mitigation scenarios. *Glob. Environ. Change* **2019**, *54*, 88–101. [[CrossRef](#)]
28. Wang, J.; Han, Z.; Guan, Z. Hybrid solar-assisted combined cooling, heating, and power systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2020**, *133*, 110256. [[CrossRef](#)]
29. Liu, M.; van Dam, K.H.; Pantaleo, A.M.; Guo, M. Optimisation of integrated bioenergy and concentrated solar power supply chains in South Africa. *Comput.-Aided Chem. Eng.* **2018**, *43*, 1463–1468.
30. Bahlawan, H.; Morini, M.; Pinelli, M.; Pogonietz, W.; Spina, P.; Venturini, M. Optimization of a hybrid energy plant by integrating the cumulative energy demand. *Appl. Energy* **2019**, *253*, 113484. [[CrossRef](#)]

31. Wang, J.; Yang, Y. Energy, exergy and environmental analysis of a hybrid combined cooling heating and power system utilizing biomass and solar energy. *Energy Convers. Manag.* **2016**, *124*, 566–577. [CrossRef]
32. Srinivas, T.; Reddy, B.V. Hybrid solar–biomass power plant without energy storage. *Case Stud. Therm. Eng.* **2014**, *2*, 75–81. [CrossRef]
33. IRMC (Instituto Para la Reestructuración de la Minería del Carbón y de las Cuencas Mineras). *Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras en el Periodo 2013–2018*; IRMC: Madrid, Spain, 2014; p. 34. (In Spanish)
34. MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo). *Orden IET/1158/2014, de 30 de Junio, por la que se Aprueban las Bases Regulatorias para la Concesión de Ayudas Dirigidas a Proyectos Empresariales Generadores de Empleo, que Promuevan el Desarrollo Alternativo de las Zonas Mineras, para el Periodo 2014–2018*; Ministerio de Industria, Energía y Turismo: Madrid, Spain, 2014. (In Spanish)
35. Raluy, R.G.; Guillén-Lambea, S.; Serra, L.M.; Guadalfajara, M.; Lozano, M.A. Environmental assessment of central solar heating plants with seasonal storage located in Spain. *J. Clean Prod.* **2021**, *314*, 128078. [CrossRef]
36. Paredes-Sánchez, B.M.; Paredes, J.P.; Caparrini, N.; Rivo-López, E. Analysis of District Heating and Cooling Energy Systems in Spain: Resources, Technology and Management. *Sustainability* **2021**, *13*, 5442. [CrossRef]
37. Van Holsbeeck, S.; Srivastava, S.K. Feasibility of locating biomass-to-bioenergy conversion facilities using spatial information technologies: A case study on forest biomass in Queensland, Australia. *Biomass Bioenergy* **2020**, *139*, 105620. [CrossRef]
38. Omar, R.C.; Wahab, W.A.; Putri, R.F.; Roslan, R.; Baharuddin, I.N.Z. Solar suitability map for office buildings using integration of remote sensing and Geographical Information System (GIS). In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*; IOP Publishing: Bristol, UK, 2020; Volume 451, p. 012032.
39. Bergman, P.C.A.; Boersma, A.R.; Zwart, R.W.R.; Kiel, J.H.A. *Torrefaction for Biomass Co-Firing in Existing Coal-Fired Power Stations*; ECN (Energy Research Centre of the Netherlands): Petten, The Netherlands, 2005; pp. 1–71.
40. Avtar, R.; Sahu, N.; Aggarwal, A.K.; Chakraborty, S.; Kharrazi, A.; Yunus, A.P.; Dou, J.; Kurniawan, T.A. Exploring Renewable Energy Resources Using Remote Sensing and GIS—A Review. *Resources* **2019**, *8*, 149. [CrossRef]
41. PVGIS. Solar Energy Database. Available online: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR) (accessed on 10 June 2021).
42. Censolar. Solar Technical Resources and Data. Available online: <https://www.censolar.org/energia-solar/> (accessed on 10 June 2021). (In Spanish).
43. Campus virtual. In *La Energía Solar Térmica. Manual de Prácticas de Tecnología Energética (In Spanish), Database Solar for Practise Material*; Universidad de Oviedo: Oviedo, Asturias, Spain, 2021.
44. BIORAISE. GIS Biomass Resources Database. Available online: <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise> (accessed on 10 June 2021).
45. Esteban, L.S.; Carrasco, J.E. Biomass resources and cost: Assessment in different EU countries. *Biomass Bioenergy* **2011**, *35*, S21–S30. [CrossRef]
46. MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). Plan de Energías Renovables (PER) 2011–2020, Primera Parte. Available online: [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER\\_2011-2020\\_VOL\\_I\\_tcm30-178649.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER_2011-2020_VOL_I_tcm30-178649.pdf) (accessed on 18 June 2021). (In Spanish)
47. MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). Libro Energía en España 2017. Available online: <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro-Energia-2017.pdf> (accessed on 18 June 2021). (In Spanish)
48. Sánchez-Durán, R.; Luque, J.; Barbancho, J. Long-term demand forecasting in a scenario of energy transition. *Energies* **2019**, *12*, 3095. [CrossRef]
49. Hansen, K.; Vad Mathiesen, B. Comprehensive assessment of the role and potential for solar thermal in future energy systems. *Sol. Energy* **2018**, *169*, 144–152. [CrossRef]
50. Rămă, M.; Mohammadi, S. Comparison of distributed and centralised integration of solar heat in a district heating system. *Energy* **2017**, *137*, 649–660. [CrossRef]
51. Pauschinger, T. Solar thermal energy for district heating. In *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*; Wiltshire, R., Ed.; Woodhead Publishing: Cambridge, UK, 2015; pp. 99–120.
52. Duffie, J.A.; Beckman, W. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed.; John Wiley & Sons: Hoboken, NJ, USA, 2013; p. 944.
53. Klein, S.A.; Beckman, W.A.; Duffie, J.A. A Design Procedure for Solar Heating Systems. *Sol. Energy* **1976**, *18*, 113–126. [CrossRef]
54. Haberl, J.S.; Cho, S. *Literature Review of Uncertainty of Analysis Methods (F-Chart Program), Report to the Texas Commission on Environmental Quality*; Energy Systems Laboratory, Texas A&M University: College Station, TX, USA, 2004; p. 17.
55. CHEQ4. Solar Energy Database and Software for Thermal Systems in Buildings. Available online: <http://cheq4.idae.esMadrid> (accessed on 10 June 2021). (In Spanish).
56. Solar District Heating (SDH). European Large Scale Solar Heating Plants Database. Available online: <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/> (accessed on 10 November 2021).
57. Weiss, W.; Spörk-Dür, M. Solar Heat Worldwide—Global Market Development and Trends in 2019. Available online: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2020.pdf> (accessed on 21 January 2021).
58. Heras-Saizarbitoria, I.; Sáez, L.; Allur, E.; Morandeira, J. The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *94*, 1036–1043. [CrossRef]
59. Pellet Asturias. Technical Report Database. Available online: <http://www.pelletsasturias.com/es/productosyservicios.asp> (accessed on 10 June 2021).



60. Paredes, J.P. Estimación del Potencial Energético y del Efecto Sumidero de la Biomasa Forestal de Asturias. Ph.D. Thesis, University of Oviedo, Oviedo, Spain, 2010. (In Spanish)
61. García, R.; Pizarro, C.; Lavín, A.G.; Bueno, J.L. Spanish biofuels heating value estimation. Part I: Ultimate analysis data. *Fuel* **2014**, *117*, 1130–1138. [[CrossRef](#)]
62. Riaza, J.; Khatami, R.; Levendis, Y.A.; Álvarez, L.; Gil, M.V.; Pevida, C.; Rubiera, F.; Pis, J.J. Single particle ignition and combustion of anthracite, semi-anthracite and bituminous coals in air and simulated oxy-fuel conditions. *Combust. Flame* **2014**, *161*, 1096–1108. [[CrossRef](#)]
63. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Consumos del Sector Residencial en España. Available online: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Documentacion\\_Basica\\_Residencial\\_Unido\\_c93da537.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf) (accessed on 18 June 2021). (In Spanish)
64. Meyer, I.; Sommer, M.W. *Employment Effects of Renewable Energy Supply-A Meta Analysis*; Austrian Institute of Economic Research (WIFO): Vienna, Austria, 2014; p. 38.
65. Mäki, E.; Kannari, L.; Hannula, I.; Shemeikka, J. Decarbonization of a district heating system with a combination of solar heat and bioenergy: A techno-economic case study in the Northern European context. *Renew. Energy* **2021**, *175*, 1174–1199. [[CrossRef](#)]
66. Li, H.X.; Edwards, D.J.; Hosseini, M.R.; Costin, G.P. A review on renewable energy transition in Australia: An updated depiction. *J. Clean. Prod.* **2020**, *242*, 118475. [[CrossRef](#)]
67. Derčan, B.; Lukić, T.; Bubalo-Živković, M.; Durev, B.; Stojsavljević, R.; Pantelić, M. Possibility of efficient utilization of wood waste as a renewable energy resource in Serbia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2012**, *16*, 1516–1527. [[CrossRef](#)]
68. Osmani, K.; Haddad, A.; Lemenand, T.; Castanier, B.; Ramadan, M. A review on maintenance strategies for PV systems. *Sci. Total Environ.* **2020**, *746*, 141753. [[CrossRef](#)]
69. Wolf, C.; Klein, D.; Richter, K.; Weber-Blaschke, G. Mitigating environmental impacts through the energetic use of wood: Regional displacement factors generated by means of substituting non-wood heating systems. *Sci. Total Environ.* **2016**, *569–570*, 395–403. [[CrossRef](#)]
70. Olave, R.J.; Forbes, E.G.A.; Johnston, C.R.; Relf, J. Particulate and gaseous emissions from different wood fuels during combustion in a small-scale biomass heating system. *Atmos. Environ.* **2017**, *157*, 49–58. [[CrossRef](#)]
71. López-Aparicio, S.; Vogt, M.; Schneider, P.; Kahila-Tani, M.; Broberg, A. Public participation GIS for improving wood burning emissions from residential heating and urban environmental management. *J. Environ. Manag.* **2017**, *191*, 179–188. [[CrossRef](#)]

*Agradecimientos: Adaptado para fines de tesis con MDPI de acceso abierto.*

*[Acknowledgement: Adapted for thesis purposes with MDPI open access].*

*“Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., García-Nieto, P. J. (2022). Evaluation of Implementation of Biomass and Solar Resources by Energy Systems in the Coal-Mining Areas of Spain. Energies, 15(1), 232. DOI: 10.3390/en15010232”*

**8.6. *Publicación VI.* Fase III: Gestión energética de sistemas de conversión de energía basados en la integración de biocombustibles en entornos mineros**

# 1           **Integration of biocoal in distributed energy systems: A** 2           **potential case study in the Spanish coal-mining regions**

3  
4                                   B.M. Paredes<sup>a</sup>, J.P. Paredes<sup>a,\*</sup>, R. García<sup>b</sup>

5           <sup>a</sup> University of Oviedo, Department of Energy, C/Independencia 13, 33004 Oviedo, Spain

6                                   <sup>b</sup> Instituto de Ciencia y Tecnología del Carbono, INCAR-CSIC. C/

7                                   Francisco Pintado Fe, 26. 33011 Oviedo, Spain

8           \*Corresponding author

## 9 10       **Abstract**

11       Energy plays an essential role in the socio-economic development of a territory. Some  
12       coal-mining regions in Europe are undergoing a transition process that implies  
13       searching for alternative fuels to coal. Forestry wastes suppose a large amount of  
14       biomass that can be transformed into biocoal to produce solid biofuels. The aim of the  
15       present work is to analyse the feasibility of integrating biocoal pellets, produced by  
16       torrefaction and further mechanical densification, in the currently existing coal-  
17       consuming facilities. The methodology here proposed consists on evaluating the  
18       existing forest waste resources and their potential conversion into biocoal pellets for its  
19       use in thermal and electrical energy production. According to the obtained results, it  
20       would be possible to reach an overall production of 280 kt/year of torrefied pellets in  
21       the studied coal-mining regions in Spain. This means 78 MW<sub>e</sub> or 470 MW<sub>th</sub> and 554  
22       kt/year of avoided CO<sub>2</sub> emissions. The expected average cost for torrefied pellets  
23       production would be 148€/t. It requires an emission cost of proximately 48€/CO<sub>2</sub> to be  
24       cost competitive with coal for direct burning into the currently existing thermal power  
25       plants.

26  
27       **Keywords:** Biomass; Biocoal; Coal; Energy Transition; Sustainability.



## 35 **1. Introduction**

36 Energy represents a key factor in the socio-economic development of a society. Current  
37 energy demand is mainly covered by conventional resources [1] being coal the fuel that  
38 mostly contributes to the world's primary energy production [2] Search for alternative  
39 energy sources has become imperative due to the limited availability of fossil fuels  
40 resources. The challenge that supposes curbing global warming, caused by greenhouse  
41 gases (GHG) emissions during fossil fuels combustion, and the negative effect on the  
42 economy that their fluctuating prices imply, are two major reasons that suggest to lessen  
43 use and importations of foreign energy sources in the European Union (EU). In addition  
44 to that, driving factors aim to promote and develop energy policies that stimulate the use  
45 of renewable sources [3].

46

47 EU considers bioenergy as an integral part of low carbon economy and has set ambitious  
48 targets to increase the share of renewable energy sources in primary energy consumption.  
49 A first step was [4] that determined a minimum 20% energy share of the final gross energy  
50 targets were further increased to a 27% by year 2030 [5].

51 Energy transition aims for a sustainable development by means of renewable and  
52 efficient energy use. Coal mining regions that are currently facing consumption and a  
53 10% of the energy consumed in the transport sector, from renewable sources in EU and  
54 each single Member by 2020. This energy transition is challenged to reduce their foreign  
55 energy dependence through an efficient and sustainable use of indigenous resources,  
56 while at the same time, accomplishing social (i.e. avoid depopulation and massive  
57 unemployment), economic and environmental objectives.

58

59 In this context, biomass has been presented as a promising renewable energy source. It  
60 is considered carbon neutral, since when fully burnt, the amount of carbon dioxide  
61 (CO<sub>2</sub>) released to atmosphere is the same as previously absorbed during its growth.  
62 Biomass is available mostly everywhere and feasible to be obtained in a decentralised  
63 way, reducing the dependence on fuel importations while promoting energy security  
64 and diversify feedstock supply [6]. Additionally, a variety of solid, liquid and gaseous  
65 fuels can be obtained from biomass through specific processes [7], thus been considered  
66 as a promising alternative to coal [8]. These aspects are of especial interest in Spain;  
67 rich in biomass resources from forestry, agro and food industries, but without relevant  
68 fossil fuel reserves, besides coal. Its use for energy purposes would facilitated fixing

69 population in rural areas while allocating a profitable industry, considering that nearly  
70 40Mt of just wood pellets were produced in the world in 2019 [9].

71

72 Torrefaction is a thermo-chemical treatment that can be used to transform lignocellulosic  
73 raw materials, such as forest biomass, into a so called “biocoal”. This process is a mild  
74 pyrolysis that occurs at temperatures between 200 and 320°C in absence of oxygen or  
75 under poor oxidizing atmosphere [10]. During torrefaction biomass light volatiles are  
76 released, so the carbonaceous matter is concentrated, thus enhancing the biomass  
77 properties for thermal applications. As a result, the torrefied biomass presents a higher  
78 heating value and a behaviour similar to coal in terms of dryness, hydrophobicity, bio-  
79 stability and grinding [11] that make it suitable for combustion and gasification.  
80 Biomass fuel homogeneity and energy density are widely enhanced when torrefaction and  
81 densification (namely pelletization) are combined [12].

82

83 This improves the feedstock’s characteristics regarding transport, storage, handling and  
84 feeding in dedicated burners [13]. Biomass torrefaction is still being introduced at  
85 industrial scale [14] but has already been tested at pilot scale in different plants [15].

86 Some of the previously stated advantages of torrefied biomass have increased interest on  
87 it for different energy uses. In that way, it was reported its feasible co-use with coal in  
88 pulverized-coal power plants, gasifying plants [16], rotary kilns for clinker production  
89 [17] or even blast furnaces for steel production [18], meaning a realistic possibility to  
90 reduce coal’s CO<sub>2</sub> emissions and being an alternative to CO<sub>2</sub> capture systems [19],  
91 while enhancing the efficiency of pure biomass combustion [20]. The biomass nature  
92 also present in torrefied pellets makes it feasible to accomplish the restrictive normative  
93 required for small-scale pellet burners, so they can also be considered as an alternative  
94 to fossil fuels for domestic heating [21]. Other possible uses for biocoal, besides its pure  
95 energy use are soil fortification improving plant growth, or carbon sequestration [22].

96

97 Several social, economic and environmental studies on carbon-based economies [1, 2, 23,  
98 24, 25] revealed that the use of biomass as an alternative to coal is feasible from a techno-  
99 economic point of view, since it can take advantage on the currently existing  
100 infrastructure, reducing the initial required capital investment. In this context and taking  
101 in account torrefied biomass huge potential as raw material and biofuel [26], it is  
102 necessary to encourage management and technological development of biomass aiming

103 to contribute to energy self-supply of these regions [27]. However, this implementation  
104 requires adequate policies as it strongly depends on the legal framework, national funding  
105 policies and property rights. It requires specialised know-how and a deep commitment  
106 from regional and local actors. Under the normative 2010/787/EU [28], public funding to  
107 the coal mining industry is only authorised to facilitate the closure of mines, covering  
108 production losses and the related exceptional costs. Such decision was adopted in the  
109 context of the EU policy to promote renewable energy sources, a sustainable and secure  
110 low-carbon economy and the diminishing role of indigenous coal in the overall energy  
111 mix of the EU members. In this sense, it is essential to integrate the conventional energy  
112 technologies in modern, technologically more advanced, energy supply and conversion  
113 networks [29].

114

115 The use of biomass for energy production specifically in coal-mining areas is still in an  
116 early stage of analysis [30]. Furthermore, just a few studies considering biomass as an  
117 energy source have been focused on region-specific implications [31, 32]. Coal mining  
118 regions have a completely developed large-scale, coal-based industry for energy  
119 production and transformation [33] where new, cleaner and more sustainable alternative  
120 technologies could be implemented. This is where torrefied biomass can perfectly fit,  
121 easing the transition from fossil to renewable energy sources. By size, population,  
122 location and current socio-economic situation, Spanish coal-mining regions may act as  
123 pilot proof and catalyst to a wider spread of this technology along Europe.

124

125 This work is focused in the coal mining regions of Spain by filling the existing knowledge  
126 gaps about the use of biocoal as an alternative to coal in heat and power production. A  
127 multi-target analysis through an analytical ranking process is developed to analyse the  
128 synergies between bioenergy resource, conversion and management from a techno-  
129 economic perspective in coal-mining regions. This will permit estimating the possible  
130 amount of energy to be obtained from biocoal, as torrefied pellets, in each one of the  
131 studied regions, with the aim of contributing to reach self-sufficiency in the selected areas.

132

133

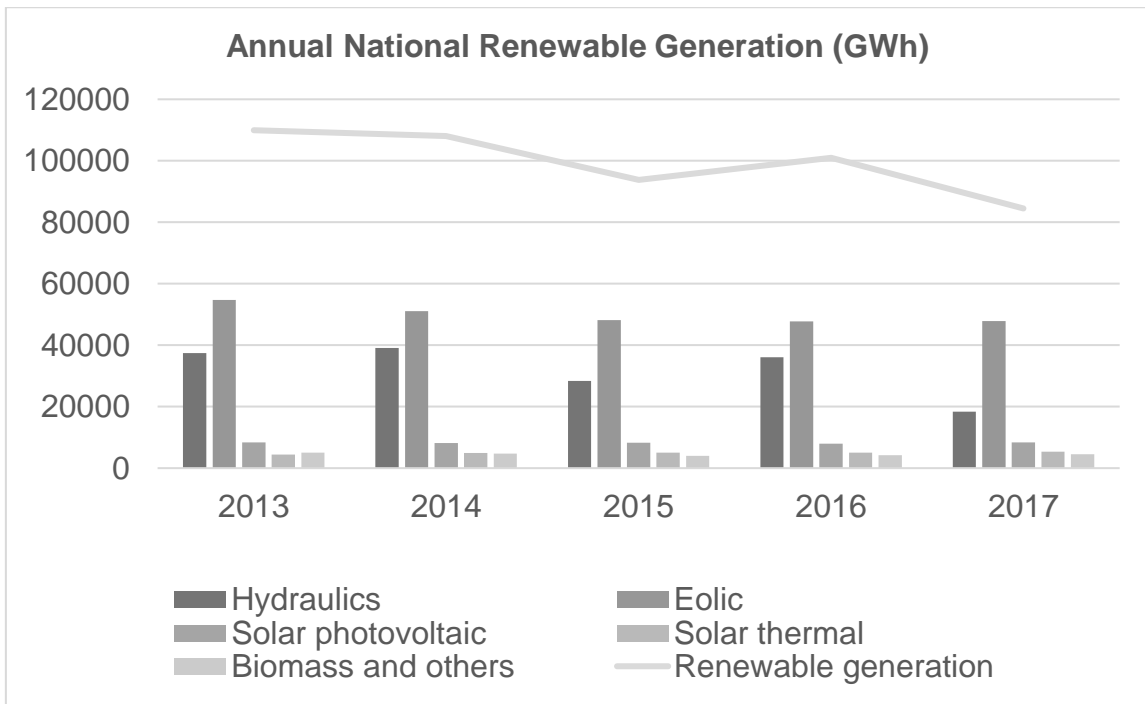
## 134 **2. Historical background and studied locations**

135 Coal is the only indigenous fossil fuel in Spain. Its massive consumption, both in industry  
136 and residential sector, has historically contributed to alleviate the deficit in the energy

137 trade balance of the country, as up to 80% of the energy feedstocks, including oil, gas,  
 138 uranium, or even some coal, are imported. As in other EU countries, Spanish coal has  
 139 always had difficulties when trying to compete in international markets, requiring  
 140 government subsidies at various levels. Support programs for the sector began in the  
 141 1970s and continued until 2019 with a remarkable evolution. Early support programs  
 142 provided financial assistance to coal mining companies in order to compensate the cost  
 143 difference between domestic and the much cheaper imported coal. Ever since 1990, the  
 144 Spanish coal sector has been undergoing a continuous restructuring and modernisation  
 145 process, having significantly reduced its workforce and production over the last three  
 146 decades, which resulted with the closure most of the mines before 2019. The remaining  
 147 ones have become more competitive and modern.

148

149 Spain has one of the highest levels of renewable energy production in Europe, including  
 150 hydro, solar, wind and, at a lesser extent, biomass (Fig. 1), with a noticeable share in its  
 151 different regions.



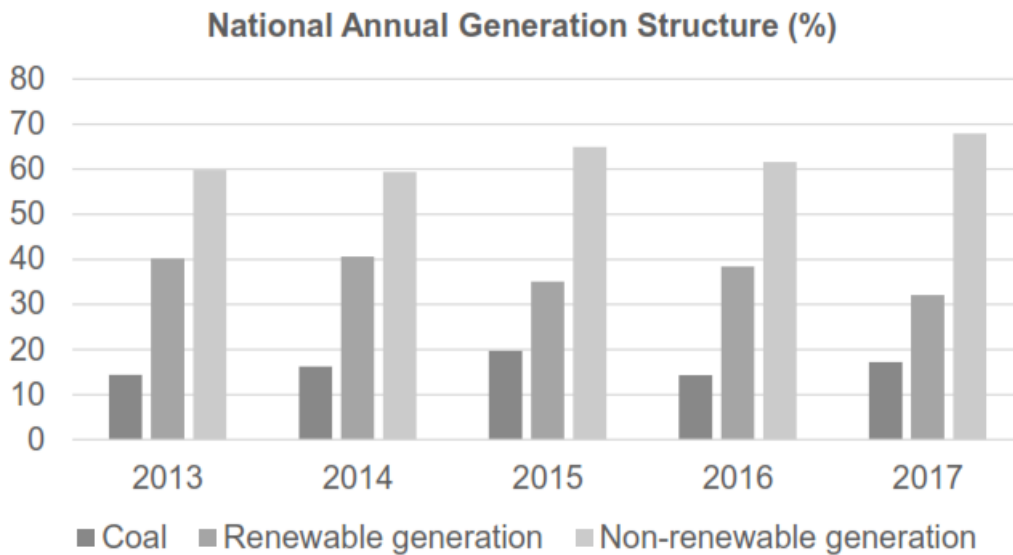
152

153 **Fig.1.** Electricity generation from renewable energy sources in Spain [34].

154

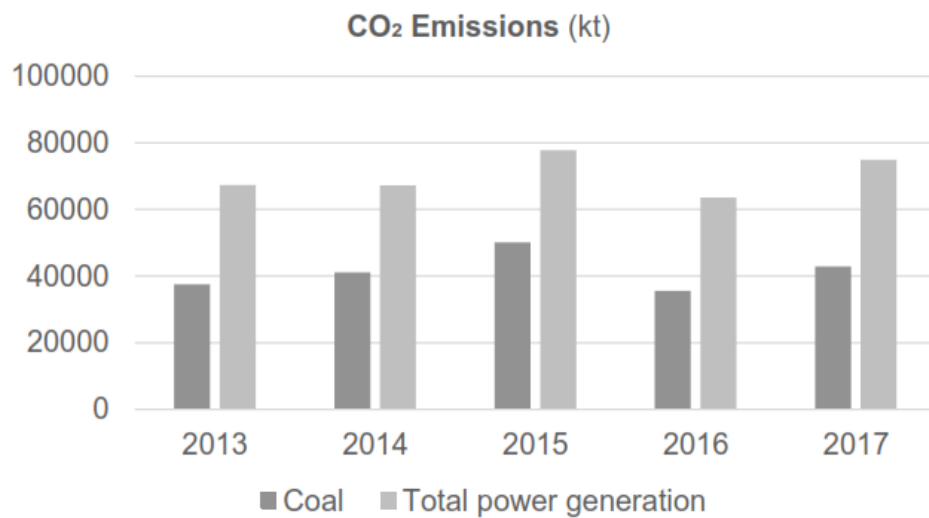
155 Despite this fact, only 13.9% of the primary energy consumed in 2016 came from these  
 156 sources. An additional 12.4% came from nuclear energy, 65.2% from oil and gas and  
 157 8.5% from coal. Regarding electricity production, almost a 65% in Spain in 2015 came

158 from coal, natural gas, fuel oil and nuclear energy. In 2017, a 17.2% of the total, both  
 159 non-renewable and renewable, came from coal (Fig. 2).



160  
 161 **Fig. 2.** Amount of electricity generated in Spain from coal, renewable and non-  
 162 renewable sources [34].

163  
 164 The electric market in Spain works as follows: continuous suppliers such as nuclear power  
 165 plants and renewable, including hydro, have preference to provide its energy to the  
 166 electric network. Then, there is a significant competition between coal-based and natural  
 167 gas-based power generation to fill the gap remaining until covering the whole demand.  
 168 Therefore, these facilities, with their associated CO<sub>2</sub> emissions (Fig. 3), are nowadays,  
 169 and probably in the following decades, mandatory within the electric power market. CO<sub>2</sub>  
 170 emissions could be lowered by using new technologies like CO<sub>2</sub> capture and storage  
 171 systems or substituting the inlet fuel with a renewable, environmental-friendly one, such  
 172 as biomass.



173

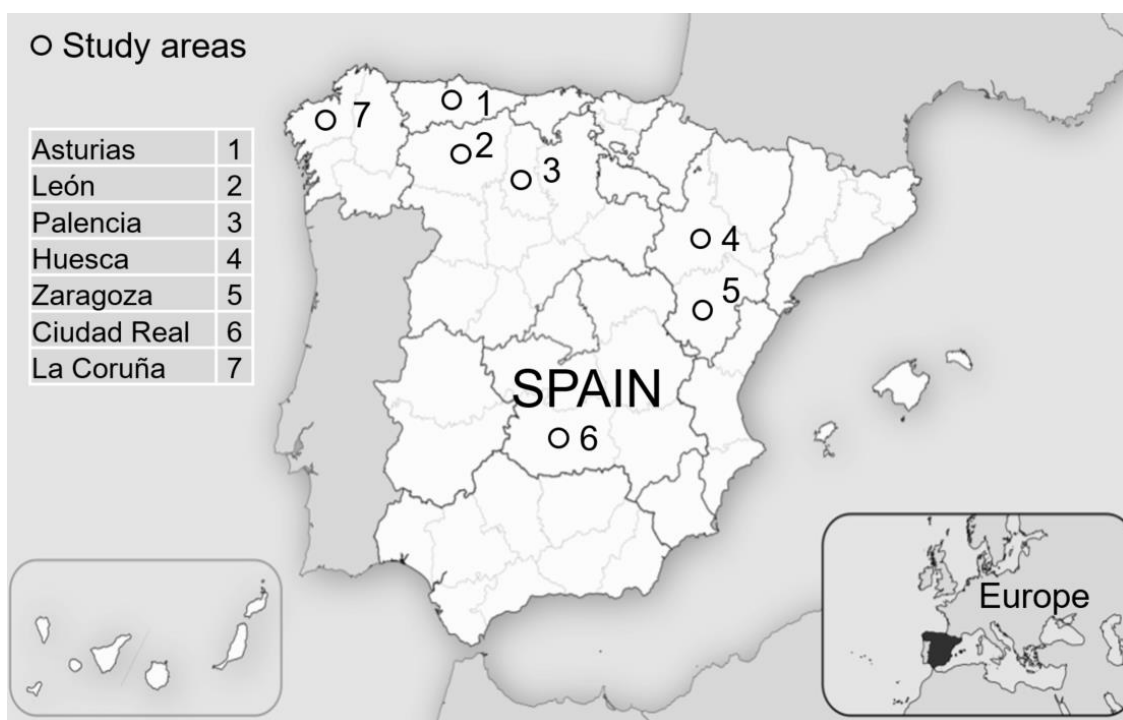
174 **Fig. 3.** CO<sub>2</sub> emissions from coal compared to the total power generation [34].

175

176 *2.1 Area of study*

177 The extractive coal-mining industry in Spain comprises several regions [35]. In this work,  
 178 seven of them (shown in Fig. 4), have been selected as study areas. These are, probably,  
 179 the most affected by final closure of this industry, and where finding a socio-economic  
 180 alternative is imperative.

181



182

183 **Fig. 4.** Location of the coal mining areas in provinces of Spain selected for the study.

184 **3. Methodology**

185 The methodology of analysis for each studied region consists on a mathematical approach  
186 (Fig. 5) consisting on three evaluation stages; available resources, current energy  
187 technology and energy management.

188

189 *3.1. Stage 1: Available Resources*

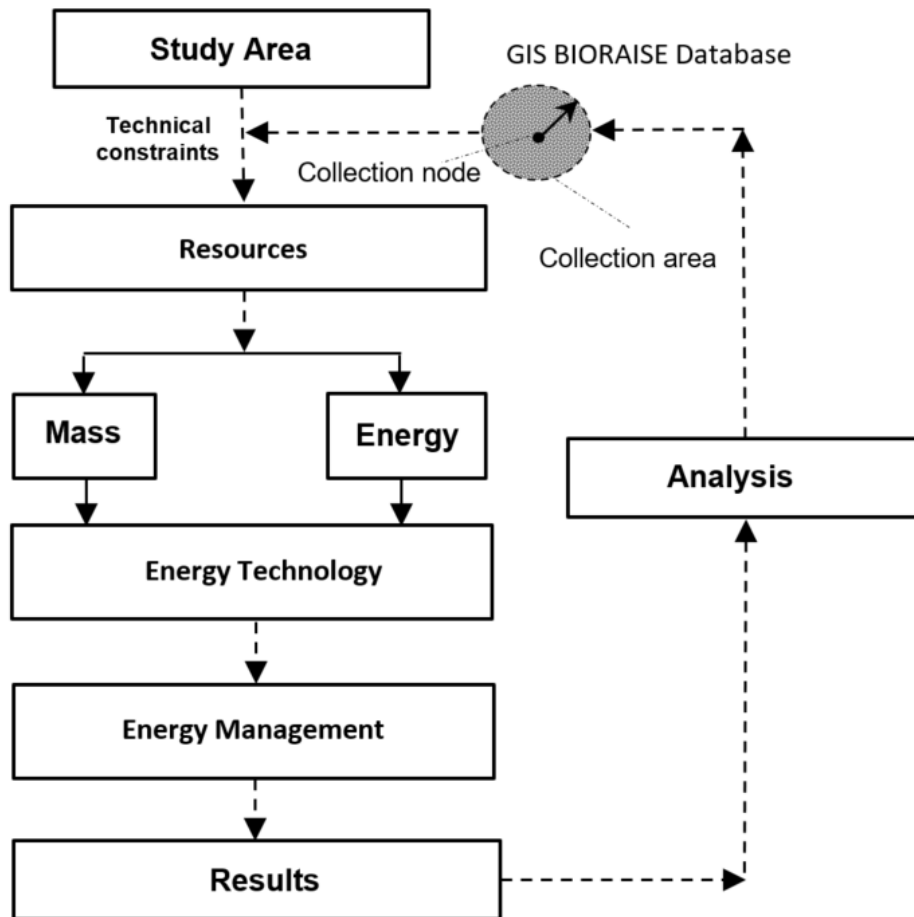
190 The amount of forestry biomass resources is calculated in tons of dry matter (t) [29, 33]  
191 using the European Corine Land Cover (CLC) cartography and the GIS-BIORAISE  
192 databases for biomass use [36].

193

194 The biomass collection area is limited by the geographic boundaries of each region. The  
195 torrefaction and pelletization plant where biomass is delivered, pre-treated and  
196 transformed, would be located in the geographical centre of the region.

197 For each studied mining region, it is considered the total amount of resource feasible to  
198 be sustainably used for energy purposes (Q), like for example, biomass wastes obtained  
199 from forest pruning and clearing. This biomass is characterized by its lower calorific  
200 value (LHV). This parameter varies accordingly to waste nature and moisture content  
201 [37], and indicates the energy that can be efficiently recovered from a fuel during its  
202 combustion.

203



204

Fig. 5. Methodology of the multiphase model.

205

206 The available biomass waste ( $q$ , in t/year) is the fraction of the total recoverable mass in  
 207 the study area. It includes diverse biomass species ( $i$ ), softwood, hardwood and their  
 208 blends. The recoverable amount is limited by the technical-economic restrictions referred  
 209 to land conditions that affect machinery access during harvest. The energy amount  
 210 feasible to be obtained from the available waste ( $E$ , in GJ/t; Eq. 1) is obtained as:

211

$$E = \sum_{i=1}^n (q_i \cdot \text{LHV}_i) \quad (1)$$

212

213 Where  $q_i$  is the recoverable amount of each resource  $i$  and  $\text{LHV}_i$  is the lower heating value  
 214 of each one of these species (in GJ/t).

215

### 216 3.2. Stage 2: Energy technology

217 The forestry biomass samples obtained in the studied areas are considered to be  
 218 transformed to biocoal through torrefaction. Some of the parameters that define this  
 219



220 process are the mass yield ( $m_y$ ) (Eq. 2), that relates the mass remaining after torrefaction  
 221 ( $m_{tor}$ ) and the incoming raw one ( $m_{raw}$ ); the energy yield ( $E_y$ ) (Eq. 3) and the energy  
 222 substitution ratio ( $R_y$ ) (Eq 4).

223

$$224 \quad m_y = \left( \frac{m_{tor}}{m_{raw}} \right) \quad (2)$$

$$225 \quad E_y = m_y \left( \frac{LHV_{tor}}{LHV_{raw}} \right) \quad (3)$$

$$226 \quad R_y = \left( \frac{LHV_{tor}}{LHV_{coal}} \right) \quad (4)$$

227

228 Where  $LHV_{tor}$  and  $LHV_{raw}$  are respectively the lower heating value of the torrefied and  
 229 raw material.

230

231 In this work, 80% and 90% are the optimal mass and energy yields respectively  
 232 considered for biomass torrefaction below 260°C [38, 10, 39]. After torrefaction, biomass  
 233 is ready to be used in a wide range of processes, where its chemical energy is converted  
 234 into heat by combustion, usually in furnaces or boilers. Coal was considered to have a  
 235 LHV higher than 20 GJ/t [40] and carbon content above 60% [41].

236

### 237 *3.3. Stage 1: Energy management*

238 As previously stated, combining torrefaction and densification, enhances both fuel's  
 239 heating value and energy density. In this work, those processes are considered to be  
 240 developed in a single unit. This is the most common solution in already operative facilities  
 241 that produce torrefied pellets. The equipment here considered, is fully commercial, and  
 242 its selection was based on studies about biofuel analysis and production [39, 42]. Results  
 243 for the inlet and outlet streams and estimated costs obtained for the considered  
 244 torrefaction and pelletization combined plant are provided in Table 1.

245

246 **Table 1.** Parameters of the biofuel production plant obtained by means of matter and  
 247 energy balance.

Technical parameters	Value
<b>Input - Wet Biomass</b>	
Feedstock (kt/year) (50% moisture content)	100
Energy input (TJ/year)	884

LHV (GJ/t)	17
<b>Output - Torrefied Biomass</b>	
Production (kt/year) (<10% moisture content)	40
Energy output pellet (TJ/year)	789
LHV (GJ/t)	19
<b>Techno-economical parameters</b>	
Equipment (€)	981500
Operation and Maintenance (€)	174842
Electricity (€)	580158
Consumables (€)	158947
Labour cost (€)	373526
Other (€)	147684
<b>Total (€)</b>	<b>2416657</b>

248

249 As it can be observed in Table 1, the cost of the installation would be a major aspect. The  
250 torrefied pellets total production cost (PTPC; €/t, Eq. 5) includes the torrefied pellets  
251 manufacture cost (PMC; €/t) and the biomass supply cost (BSC; €/t).

252

$$253 \quad \text{PTPC} = \text{PMC} + \text{BSC} \quad (5)$$

254

255 PMC was estimated in 61 €/t [42], and includes raw material, labour, energy and some  
256 other additional costs like waste processing, distribution and sales. It. In this case study,  
257 the manufacture cost for torrefied pellets was considered the same in all the different  
258 evaluated locations (Eq. 6). BSC must be individually analysed for each area, as in Eq 5.

259

$$260 \quad \text{BSC} = \text{CC} + \text{TC} \quad (6)$$

261

262 CC (€/t) is the average collection and conditioning of available resources. It is calculated  
263 as Eq. 7:

$$264 \quad \text{CC} = \frac{\sum_{i=1}^n (q_i \cdot \text{CC}_i)}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad (7)$$

265

266 Where  $q_i$  is the available amount of each species (t) and  $\text{CC}_i$  the collection cost of each  
267 wood species (conifers, hardwoods and blends in €/t), more a less 78 €/t [36].

268 TC (€/t) is the transport cost of the available biomass from the collection point to the  
269 central point (node) of the study area or geographical limit of the province (collection  
270 area). It comprises driver, vehicle and fuel (1.45 €/l) cost.

271

272 An important innovation in this study consists in considering a production and CO<sub>2</sub>  
273 emission cost factor (P&EC; Eq. 8), which is made up of the sum of the total biomass  
274 pellets production cost (PTPC) and the cost of CO<sub>2</sub> emission allowances (EC) calculated  
275 according to data in Table 1. This parameter permits comparing CO<sub>2</sub> emissions costs per  
276 each energy unit produced by two different fuels.

277

$$278 \qquad \qquad \qquad \text{P\&EC} = \text{PTPC} + \text{EC} \qquad \qquad \qquad (8)$$

279

280 The estimated cost for CO<sub>2</sub> emissions reduction is expected to be between 40 and 60  
281 euros per ton of CO<sub>2</sub> [43], in order to switch from a fossil-based energy system, to one  
282 based on renewable energy.

283

284 Finally, the obtained fuel potential for heat and power production was evaluated. For the  
285 first, a thermal efficiency of 80% and 2500h of operation per year are considered.  
286 Regarding power production, there have been considered an electrical efficiency of 40%  
287 at full conversion, and 7500 operation hours/year [33].

288

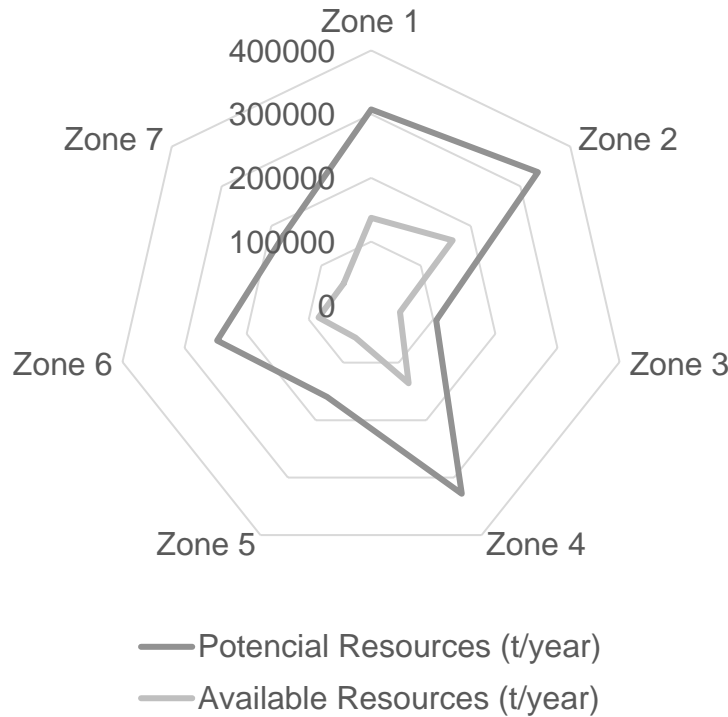
#### 289 **4. Results and discussion**

290 Spain must make an effort to enhance the technical solutions aiming to exploit its plentiful  
291 biomass resources for energy purposes. In this work, those allowing the use of biocoal in  
292 already existing coal facilities are highlighted. This technical solution diminishes the  
293 initial investment and has an immediate effect on the energy supply, especially in the  
294 Spanish regions undergoing energy transition. These scenarios are evaluated by a multi-  
295 parametric analysis of mass, energy and cost based on the mathematical model of the  
296 methodology section.

297

298 As it can be observed in Fig. 6; mining regions 1, 2 and 4 present the largest amount of  
299 available biomass resources to produce torrefied pellets. A plant with the operative  
300 characteristics provided in Table 1, would respectively consume a 36%, 31% and 37%  
301 of their whole available biomass resources. On the other hand, zone 3 would require the

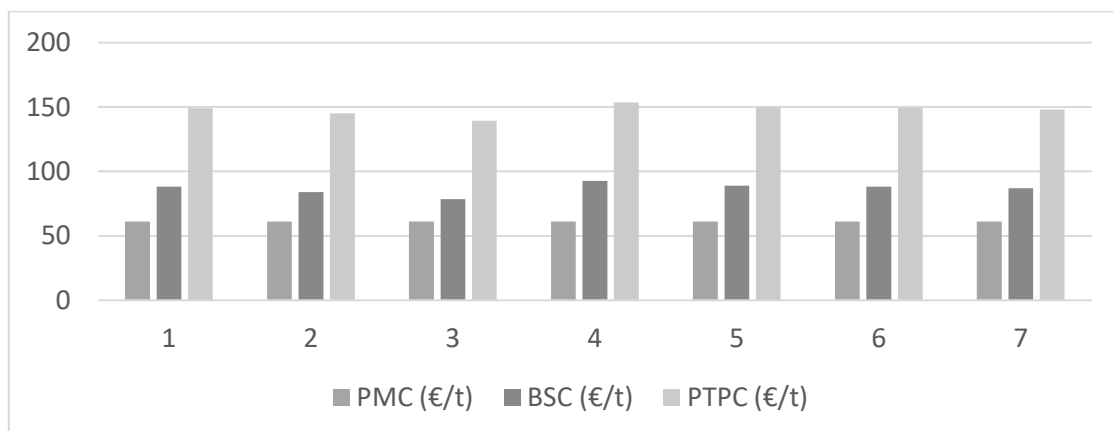
302 totality of its available resources. That situation suggests that there will be needed  
 303 measures allowing transferring potential resources from zones with a surplus of them  
 304 to those with a negative balance.



305  
 306  
 307

**Fig. 6.** Potential and available biomass in the study area.

308 Fig. 7 shows the estimated production costs for torrefied biomass pellets, measured in  
 309 €/t, in each studied area based on the data of Table 1 and GIS-BIORAISE databases.  
 310 The average BSC is estimated to about 87 €/t. Obtained results indicate a total production  
 311 cost in the range of 145 to 154 €/t of torrefied pellets. These values are in accordance with  
 312 those presented by [44].



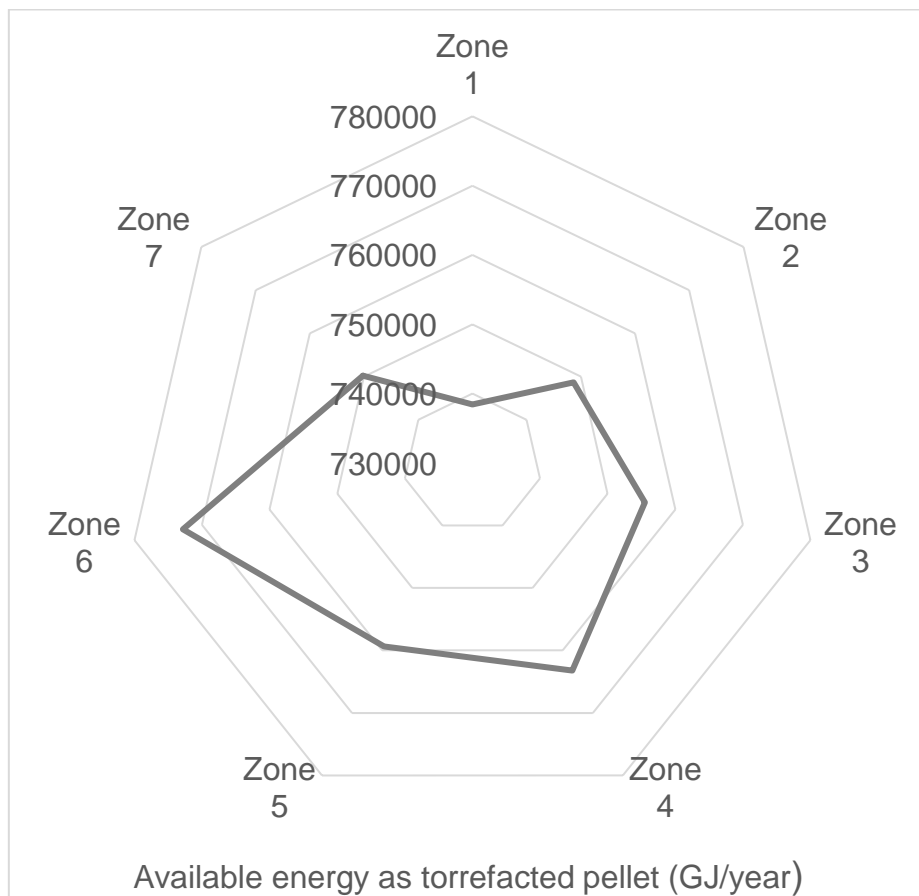
313  
 314  
 315

**Fig. 7.** Estimation of costs during the production process of torrefied pellets in each studied area.

316 An average total cost of 148 €/t has been calculated for the obtained torrefied pellets. This  
 317 will be considered as reference in the production model of (Table 1. This amount is  
 318 significant, but it is also obvious that improving power and/or thermal generation  
 319 technologies, by combining traditional and renewable sources or improve energy supply  
 320 systems, will reduce the estimated power generation and heat production costs.  
 321 In the case of torrefied pellets, as biomass is considered a renewable, and thus CO<sub>2</sub> neutral  
 322 fuel, production costs including CO<sub>2</sub> emission cost factor (P&EC, in Eq. 7) are the same  
 323 as the total pellets production cost (PTPC).

324

325 Fig. 8 shows the amount of energy feasible to be produced as torrefied pellets in each of  
 326 the studied areas. As it can be observed, this value is diverse, due to the nature of the  
 327 characteristic raw feedstock. Counting every studied zone, it would be possible to obtain  
 328 about 280 kt/year of torrefied pellets. This is equivalent to about 5,288 TJ/year, which  
 329 means 554 kt/year of avoided CO<sub>2</sub> emissions, thanks to the previously reported carbon-  
 330 neutrality of biomass. As average, each region would be able to produce 755 TJ/year of  
 331 energy, equivalent to proximately 40 kt/year of low-range coal.



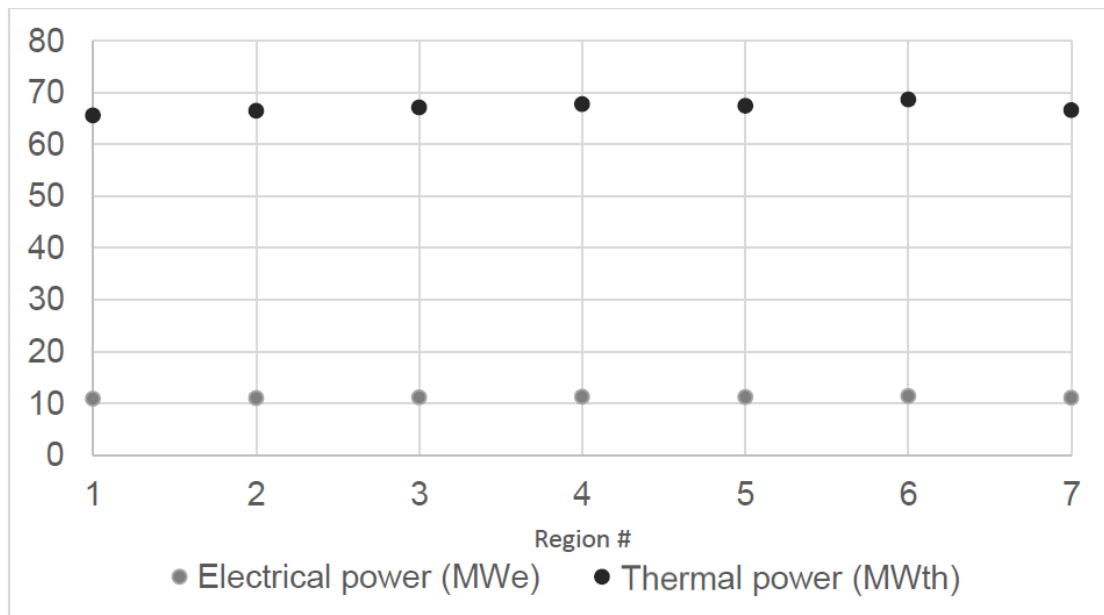
332

333

**Fig. 8.** Available energy as torrefied pellet in the study area.

334

335 Fig. 9 presents the amount of thermal energy and electricity that can be produced in  
336 each study area according to considerations previously described. As it can be observed,  
337 it is possible to obtain 11 MWe or 67 MW<sub>th</sub> in each considered zone from the proposed  
338 torrefied pellets. An intermediate option is the combined heat and power production  
339 (CHP) in plants already available in the market. Thermal energy can be used either for  
340 domestic heating thanks to district heating systems or industrial purposes, like for  
341 example in cement or steel industries. As can be observed, there were found slight  
342 fluctuations between studied zones, below 2%, for the estimated obtained overall  
343 power. This situation has to see with the different nature of the available biomass  
344 between regions (Table 1).



345

346 **Fig. 9.** Thermal power and electricity feasible to be produced from torrefied pellets in  
347 each zone.

348

349 P&EC permits to economically compare coal and biomass from the energy and mass  
350 balance. To that aim, it must be considered a quantity of both fuels that provides the  
351 same amount of energy. In this case, it is considered that 0.9 t/coal is energetically  
352 equivalent to 1 ton of torrefied pellets [40, 41, 39].

353

354 Considering 60€/t as the average cost of national coal for energy use, with a carbon  
355 content of around 60% [41, 45] and 25 €/tCO<sub>2</sub> [46] the CO<sub>2</sub> emission rights cost, it can

356 be concluded that 0.9 t coal would suppose a cost of 54 €/t. It must be also considered  
357 an additional EC of 50 €/t and, thus, a P&EC of 104 €/t, approximately 30% lower than  
358 the P&EC estimated for the torrefied pellets (Fig. 7).

359 Finally, we can state that, from an economic point of view, further support is required  
360 for the development of torrefied pellet plants. Direct viability would be possible with a  
361 market of emission rights EC above 48 €/t<sub>CO2</sub>, a value not impossible in a close future,  
362 taking in account they reached 30 €/t<sub>CO2</sub> in the past [47].

363

364 Moreover, if mature CO<sub>2</sub> capture technologies are considered, CO<sub>2</sub> emission would  
365 reach a cost in the range between 65 and 140 €/t<sub>CO2</sub> [17]. Therefore, the technology and  
366 solution presented for the production of torrefied pellets as an alternative to coal can be  
367 considered as viable in the medium term in carbon intensive sectors such as electricity,  
368 cement production or steel industry.

369

## 370 **5. Conclusions**

371 Biocoal, presented in this work as torrefied biomass pellets, was proven to be a feasible  
372 renewable source for energy production, with significant margin for improvement.  
373 These are the main conclusions obtained in this work:

- 374 1. There is high expansion potential for the bioenergy sector in Spain. Some options  
375 are, nowadays, mature and cost competitive. Enhanced characteristics obtained  
376 for torrefied biomass suppose a technical solution that improve traditional raw  
377 biomass energy, storage and management properties. Because of that, torrefied  
378 pellets could become viable in the short term to, at least, partially replace coal as  
379 reference energy resource in coal-mining regions, mainly in sectors such as  
380 electricity, cement production or the steel industry where already existing coal-  
381 designed facilities could be reused.
- 382 2. Under the conditions considered in this work, it could be produced up to 280  
383 kt/year of torrefied pellets in the seven considered Spanish coal-mining regions.  
384 This would provide an amount of energy of proximately 5,288 TJ/year, what  
385 would suppose up to 78 MW<sub>e</sub> and 470 MW<sub>th</sub>. This implies avoiding 554 kt/year  
386 of equivalent CO<sub>2</sub> emissions. Those values could be widely enhanced in a close  
387 future by adopting more efficient energy conversion systems. The expected  
388 average cost for torrefied pellets production would be 148€/t. It requires an

389 emission cost of proximately 48€/CO<sub>2</sub> to be cost competitive with coal for direct  
390 burning into thermal power plants.

391 3. R&D and industry collaboration should be stimulated to enhance the efficiency  
392 when using bioenergy. To this end, there is a proposal to allocate the necessary  
393 resources for the improvement of these technologies and to plan their diffusion  
394 through incentive measures for the fulfilment of the future convergence  
395 requirements of the EU.

396

### 397 **Acknowledgements**

398 The authors would like to acknowledge the support of the technical staff of the Research  
399 Centre for Energy, Environment and Technology (CIEMAT), throughout the various  
400 stages of this work. J.P. Paredes would like to thank INCAR for their collaboration  
401 through a stay in their facilities, without which this work would not have been possible.  
402 This research did not receive any specific grant from funding agencies in the public,  
403 commercial, or not-for-profit sectors.

404

### 405 **References**

406 [1] Xia XH, Chen B, Wu XD, Hu Y, Liu DH, Hu CY. Coal use for world economy:  
407 Provision and transfer network by multi-region input-output analysis. *J Clean Prod*  
408 2017; 143: 125-144. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.142>.

409

410 [2] Wu XF, Chen GQ. Coal use embodied in globalized world economy: From source  
411 to sink through supply chain. *Renew Sust Energ Rev* 2018;81:978-993.  
412 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.018>.

413

414 [3] Nagy K, Körmendi K. Use of renewable energy sources in light of the “New Energy  
415 Strategy for Europe 2011–2020.” *Appl Energ* 2012;96:393-399.  
416 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.02.066>.

417

418 [4] European Commission. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of  
419 the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable  
420 sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and  
421 2003/30/EC. Brussels: EC; 2009.

422



423 [5] European Commission. 2030 Energy Strategy Energy,  
424 <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>; 2015  
425 [accessed 1 December 2020].  
426

427 [6] Bahng, Mi-Kyung, Mukarakate, Cavin, Robichaud DJ, Nimlos MR. Current  
428 technologies for analysis of biomass thermo-chemical processing: a review.  
429 *Anal Chim Acta* 2009;651 (2):117-138. <https://doi.org/10.1016/j.aca.2009.08.016>.  
430

431 [7] García R, Pizarro C, Lavín AG, Bueno JL. Characterization of Spanish biomass  
432 wastes for energy use. *Bioresource Technol* 2012;103:249-258.  
433 <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2011.10.004>.  
434

435 [8] Yuan J, Na C, Lei Q, Xiong M, Guo J, Hu Z. Coal use for power generation in  
436 China. *Resour Conserv Recy* 2018;129:443-453.  
437 <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.03.021>.  
438

439 [9] World Bioenergy Association. Global energy statistics 2020,  
440 <https://worldbioenergy.org/>; 2020 [accessed 1 December 2020].  
441

442 [10] Gil MV, García R, Pevida C, Rubiera F. Grindability and combustion behavior of  
443 coal and torrefied biomass blends. *Bioresource Technol* 2015;191:205-212.  
444 <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.04.117>.  
445

446 [11] Barskov S, Zappi M, Buchireddy P, Dufreche S, Guillory J, Gang D et al.  
447 Torrefaction of biomass : A review of production methods for biocoal from cultured  
448 and waste lignocellulosic feedstocks. *Renew Energ* 2019;142:624-642.  
449 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.068>.  
450

451 [12] García R, González-Vázquez MP, Martín AJ, Pevida C, Rubiera F. Pelletization  
452 properties of raw and torrefied pine sawdust: Effect of copelletization, temperature,  
453 moisture content and glycerol addition. *Fuel* 2019;215:290-297.  
454 <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.027>.  
455

- 456 [13] García R, González-Vázquez MP, Martín AJ, Pevida C, Rubiera F. Pelletization  
457 of torrefied biomass with solid and liquid bio-additives. *Renew Energ* 2020;151:175-  
458 183. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.004>.  
459
- 460 [14] Figueiró CG, Carvalho AG, de Magalhães MA, Cândido WL, Fialho Lde F, da  
461 Silva CMS et al. Biomass torrefaction for energy purposes – Definitions and an  
462 overview of challenges and opportunities in Brazil. *Renew Sust Energ Rev* 2018;82  
463 (3):2426-2432. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.095>.  
464
- 465 [15] García R, Gil MV, González-Vázquez MP, Rubiera F, Pevida C. Biomass  
466 Pelletization: Contribution to Renewable Power Generation Scenarios. In: Fang Z,  
467 Smith Jr R, Tian XF, editors. *Production of Materials from Sustainable Biomass*  
468 *Resources. Biofuels and Biorefineries*, vol 9, Singapore: Springer 2019, p. 269-294.  
469
- 470 [16] Schipfer F, Vakkilainen E, Proskurina S, Heinim J. Biomass for industrial  
471 applications: The role of torrefaction. *Renew Energ* 2017;111:265-274.  
472 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.015>.  
473
- 474 [17] Proaño L, Sarmiento AT, Figueredo M, Cobo M. Techno-economic evaluation of  
475 indirect carbonation for CO<sub>2</sub> emissions capture in cement industry: A system dynamics  
476 approach. *J Clean Prod* 2020;121457. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121457>.  
477
- 478 [18] Chen W, Peng J, Bi XT. A state-of-the-art review of biomass torrefaction ,  
479 densification and applications. *Renew Sust Energ Rev* 2015;44:847-866.  
480 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.039>.  
481
- 482 [19] Mamvura TA, Pahla G, Muzenda E. Torrefaction of waste biomass for application  
483 in energy production in South Africa. *S Afr Chem Engineer* 2018;25:1-12.  
484 <https://doi.org/10.1016/j.sajce.2017.11.003>.  
485
- 486 [20] Thrän D, Witt J, Schaubach K, Kiel J, Carbo M, Maier J et al. Moving torrefaction  
487 towards market introduction – Technical improvements and economic-environmental  
488 assessment along the overall torrefaction supply chain through the SECTOR project.  
489 *Biomass Bioenerg* 2015;89:184-200. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.03.004>.

490

491 [21] Paredes-Sánchez JP, López-Ochoa LM, López-González LM, Las-Heras-Casas J,  
492 Xiberta-Bernat J. Evolution and perspectives of the bioenergy applications in Spain. *J*  
493 *Clean Prod* 2019;213:553-568. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.112>.

494

495 [22] Wang D, Jiang P, Zhang H, Yuan W. Biochar production and applications in agro  
496 and forestry systems: A review. *Sci Total Environ* 2020;137775.  
497 <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137775>.

498

499 [23] Tang X, Snowden S, McLellan BC, Höök M. Clean coal use in China: challenges  
500 and policy implications. *Energ Policy* 2015;87:517–523.  
501 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.041>.

502

503 [24] Fernández ST, Sánchez JPP, Trashorras AJG. Analysis of forest residual biomass  
504 potential for bioenergy production in Spain. *Clean Technol Envir* 2016; 18 (1): 209-  
505 218. <https://doi.org/10.1007/s10098-015-1008-8>.

506

507 [25] Roni MS, Chowdhury S, Mamun S, Marufuzzaman M, Lein W, Johnson S.  
508 Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: A global  
509 review. *Renew Sust Energ Rev* 2017;78:1089-1101.  
510 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.023>.

511

512 [26] Wild M, Deutmeyer M, Bradley D, Hektor B, Hess JR, Nikolaisen L. Possible  
513 effects of torrefaction on biomass trade. In IEA Bioenergy Task. Paris: IEA; 2016.

514

515 [27] Scarlat N, Dallemand JF, Monforti-Ferrario F, Nita V. The role of biomass and  
516 bioenergy in a future bioeconomy: Policies and facts. *Environ Dev* 2015;15:3–34.  
517 <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2015.03.006>.

518

519 [28] Council of the European Union. Decision of 10 December 2010 on State aid to  
520 facilitate the closure of uncompetitive coal mines. Brussels: CEU; 2010.

521

522 [29] Paredes-Sánchez JP, García-Elcoro VE, Rosillo-Calle F, Xiberta-Bernat J.  
523 Assessment of forest bioenergy potential in a coal-producing area in Asturias (Spain)

524 and recommendations for setting up a Biomass Logistic Centre (BLC). *Appl Ener*  
525 2016;171:133-141. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.009>.  
526

527 [30] Paredes-Sánchez JP, López-Ochoa LM, López-González LM, Xiberta-Bernat J.  
528 Bioenergy for District Bioheating System (DBS) from eucalyptus residues in a  
529 European coal-producing region. *Energ Convers Manage* 2016;126:960-970.  
530 <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.084>.  
531

532 [31] Jackson RW, Neto ABF, Erfanian E. Woody biomass processing: Potential  
533 economic impacts on rural regions. *Energ Policy* 2018;115:66-77.  
534 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.001>.  
535

536 [32] Román-Figueroa C, Montenegro N, Paneque M. Bioenergy potential from crop  
537 residue biomass in Araucania Region of Chile. *Renew Energ* 2017;102:170-177.  
538 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.013>.  
539

540 [33] Paredes-Sánchez BM, Paredes-Sánchez JP, García-Nieto PJ. Energy Multiphase  
541 Model for Biocoal Conversion Systems by Means of a Nodal Network. *Energies*  
542 2020;13 (11):2728. <https://doi.org/10.3390/en13112728>.  
543

544 [34] REE. Technical reports 2019, [http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-](http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales)  
545 [electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales](http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales); 2019 [accessed 1  
546 December 2020].  
547

548 [35] Ministry for Ecological Transition. The energy in Spain 2016,  
549 <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/energia-espana-2016.pdf>;  
550 2016 [accessed 1 December 2020].  
551

552 [36] BIORAISE. GIS-Database, <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise/home/main>; 2020  
553 [accessed 1 December 2020].  
554

555 [37] Nieto PG, García-Gonzalo E, Lasheras FS, Paredes-Sánchez JP, Fernández PR.  
556 Forecast of the higher heating value in biomass torrefaction by means of machine

557 learning techniques. *J Comput Appl Math* 2019;357:284-301.  
558 <https://doi.org/10.1016/j.cam.2019.03.009>.

559

560 [38] Arias B, Pevida C, Feroso J, Plaza MG, Rubiera F, Pis JJ. Influence of  
561 torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass. *Fuel Process Technol*  
562 2008;89 (2):169-175. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2007.09.002>.

563

564 [39] SECTOR. Production of Solid Sustainable Energy Carriers from Biomass by  
565 Means of Torrefaction, [https://sector-](https://sector-project.eu/fileadmin/downloads/deliverables/SECTOR_D3.2_VTT__final.pdf)  
566 [project.eu/fileadmin/downloads/deliverables/SECTOR\\_D3.2\\_VTT\\_\\_final.pdf](https://sector-project.eu/fileadmin/downloads/deliverables/SECTOR_D3.2_VTT__final.pdf); 2019  
567 [accessed 1 December 2020].

568

569 [40] Nunes LJR, Matias JCO, Catalão JPS. A review on torrefied biomass pellets as  
570 a sustainable alternative to coal in power generation. *Renew Sust Energ Rev* 2014; 40:  
571 153–160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.181>.

572

573 [41] IGME. Mining Panorama 2017,  
574 [https://www.igme.es/PanoramaMinero/actual/CARBON%202016-PM\\_2017](https://www.igme.es/PanoramaMinero/actual/CARBON%202016-PM_2017)  
575 (final).pdf; 2018 [accessed 1 December 2020].

576

577 [42] Doddapaneni TRKC, Praveenkumar R, Tolvanen H, Rintala J, Konttinen J.  
578 Techno-economic evaluation of integrating torrefaction with anaerobic digestion. *Appl*  
579 *Energ* 2018;213:272-284. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.045>.

580

581 [43] Graichen P, Kleiner MM, Matthes FC, Heinemann C. Renewable vs. fossil  
582 electricity systems. A cost comparison. *Power world 2050. Analysis of renewable, coal*  
583 *and gas-based electricity systems*, [https://www.agora-](https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf)  
584 [energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten\\_2050/Gesamtkosten\\_Stromw-](https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf)  
585 [elten\\_2050\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf); 2017 [accessed 1 December 2020].

586

587 [44] Cahyanti MN, Doddapaneni TRKC, Kikas T. Biomass torrefaction: An overview  
588 on process parameters, economic and environmental aspects and recent  
589 advancements. *Bioresource Technol* 2020;301:122737.  
590 <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.122737>.

591

592 [45] Ministry of Ecological Transition and Demographic Challenge. Energy book 2017,  
593 <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro-Energia-2017.pdf>; 2018  
594 [accessed 1 December 2020].

595

596 [46] International Energy Agency. Advanced Biofuels –Potential for Cost Reduction,  
597 [https://www.ieabioenergy.com/wp-](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf)  
598 [content/uploads/2020/02/T41\\_CostReductionBiofuels-11\\_02\\_19-final.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf); 2018  
599 [accessed 1 December 2020].

600

601 [47] Daskalakis G, Psychoyios D, Markellos RN. Modeling CO<sub>2</sub> emission allowance  
602 prices and derivatives: Evidence from the European trading scheme. *J Bank Financ*  
603 2009;33 (7):1230-1241. <https://doi.org/10.1016/j.jbankfin.2009.01.001>.

604

605

606

607

- *Agradecimientos: Adaptado para fines de tesis. Reproducido con permiso de Elsevier para fines de tesis. Este artículo fue publicado en Energy, Paredes, B. M., Paredes, J. P., García, R., Integration of biocoal in distributed energy systems: A potential case study in the Spanish coal-mining regions, 263, 125833, Copyright Pergamon-Elsevier Science (2023).*
- *[Acknowledgement: Adapted for thesis purposes. Reproduced with permission from Elsevier for thesis purposes. This article was published in Energy, Paredes, B. M., Paredes, J. P., García, R., Integration of biocoal in distributed energy systems: A potential case study in the Spanish coal-mining regions, 263, 125833, Copyright Pergamon-Elsevier Science (2023)].*

### **Otras publicaciones**

*En cuanto a publicaciones derivadas correspondientes a congresos internacionales y jornadas derivadas de la Tesis cabe destacar como medios de difusión de la investigación desarrollada:*

- a. *“Hybrid District Heating Systems by thermal engineering in Spanish Mining Areas”. 16th World Bioenergy Congress and Expo, 12-13 Octubre 2020, Zurich, Switzerland. Poster y comunicación.*
- b. *“Integración del Aprovechamiento de la biomasa y la energía solar en las cuencas mineras de España”. “IX Jornadas doctorales de la Universidad de Oviedo”, 16 de Octubre del 2020. Comunicación y poster.*
- c. *“Thermal Energy Implementation with District Heating System in Europe: Energy, Sustainability and Management”. World Congress on Sustainable Technologies (WCST- 2020), 8-10 de Diciembre 2020. Londres. Ponencia oral y escrita.*
- d. *“Performance Evaluation of Hybrid-Modular System: An Innovative Approach”. World Congress on Sustainable Technologies (WCST- 2021), 7-9 de Diciembre 2021, Londres. Ponencia oral y escrita.*



## 9. INFORME DE FACTOR DE IMPACTO

El presente informe indica los artículos y capítulos publicados tomando como referencia las bases de datos bibliométricas disponibles en la “Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología” (FECYT, 2024) y la base de datos “SCOPUS” (2024), los parámetros e índices de impacto se desglosan por año de publicación a continuación:

Paredes-Sánchez, J. P., Las-Heras-Casas, J., Paredes-Sánchez, B. M. (2019). Solar Energy, the Future Ahead. In *Advances in Sustainable Energy* (pp. 113-132). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-05636-0\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-030-05636-0_6)

Nombre de la publicación: Lecture Notes in Energy  
Editorial: Springer.  
Tipo de producción: Capítulo de libro  
Tipo de soporte: Libro  
Ranking editorial índice SPI (Scholarly Publishers Indicators), clasificación general-posición de editorial: 4/76.  
ISSN:2195-1284  
E-ISSN:2195-1292  
Fuente de impacto: SCImago Journal Rank (SJR)  
Categoría: GENERAL ENERGY  
Índice de impacto: 0,214 [además posee ICEE [Indicador de calidad de editoriales según los expertos] del SPI de 950]  
Posición de publicación: 43/62  
Citas Scopus: 6  
Cuartil: Q3 “Energy (miscellaneous) (tercer cuartil-SJR) [Q1 en “clasificación general” (primer cuartil-SPI)]  
Percentil publicación: 30,65 [99,95 en SPI]

Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., García-Nieto, P. J. (2020). Energy multiphase model for biocoal conversion systems by means of a nodal network. *Energies*, 13(11), 2728. <https://doi.org/10.3390/en13112728>

Nombre de la publicación: *Energies*  
Editorial: MDPI  
Tipo de producción: Artículo científico  
Tipo de soporte: Revista  
E-ISSN: 1996-1073  
Fuente de impacto: Journal Citation Reports (JCR); Science Citation Index Expanded (SCIE).  
Categoría: Science Edition - ENERGY & FUELS  
Índice de impacto: 3,004  
Posición de publicación: 70/114  
Citas Scopus: 9  
Cuartil: Q3 (tercer cuartil)  
Percentil Journal Impact Factor (JIF): 39,04

Paredes-Sánchez, B. M., Paredes, J. P., Caparrini, N., Rivo-López, E. (2021). Analysis of district heating and cooling energy systems in Spain: resources, technology and management. *Sustainability*, 13(10), 5442. <https://doi.org/10.3390/su13105442>

Nombre de la publicación: *Sustainability*  
Editorial: MDPI  
Tipo de producción: Artículo científico  
Tipo de soporte: Revista  
E-ISSN: 2071-1050  
Fuente de impacto: Journal Citation Reports (JCR); Science Citation Index Expanded (SCIE).  
Categoría: Science Edition – ENVIRONMENTAL SCIENCES  
Índice de impacto: 3,889  
Posición de publicación: 133/279  
Citas Scopus: 10  
Cuartil: Q2 (segundo cuartil).  
Percentil Journal Impact Factor (JIF): 52,51

Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P., García-Nieto, P. J. (2022). Evaluation of Implementation of Biomass and Solar Resources by Energy Systems in the Coal-Mining Areas of Spain. *Energies*, 15(1), 232. <https://doi.org/10.3390/en15010232>

Nombre de la publicación: *Energies*  
Editorial: MDPI  
Tipo de producción: Artículo científico  
Tipo de soporte: Revista  
E-ISSN: 1996-1073  
Fuente de impacto: Journal Citation Reports (JCR); Science Citation Index Expanded (SCIE).  
Categoría: Science Edition - ENERGY & FUELS  
Índice de impacto: 3,200  
Posición de publicación: 80/119  
Citas Scopus: 12  
Cuartil: Q3 (tercer cuartil)  
Percentil Journal Impact Factor (JIF): 33,20

García Nieto, P. J., García-Gonzalo, E., Paredes-Sánchez, B. M., Paredes-Sánchez, J. P. (2022). Forecast of the higher heating value based on proximate analysis by using support vector machines and multilayer perceptron in bioenergy resources. *Fuel*, 317, 122824. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122824>

Nombre de la publicación: *Fuel*  
Editorial: Elsevier  
Tipo de producción: Artículo científico  
Tipo de soporte: Revista  
ISSN: 0016-2361  
E-ISSN: 1873-7153

Fuente de impacto: Journal Citation Reports (JCR); Science Citation Index Expanded (SCIE).  
Categoría: Science Edition - ENGINEERING, CHEMICAL  
Índice de impacto: 7,400  
Posición de publicación: 19/142  
Citas Scopus: 10  
Cuartil: Q1 (primer cuartil)  
Percentil Journal Impact Factor (JIF): 87,0

Paredes, B. M., Paredes, J. P., García, R. (2023). Integration of biocoal in distributed energy systems: A potential case study in the Spanish coal-mining regions. *Energy*, 263, 125833. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125833>

Nombre de la publicación: *Energy*  
Editorial: Pergamon-Elsevier  
Tipo de producción: Artículo científico  
Tipo de soporte: Revista  
ISSN: 0360-5442  
E-ISSN: 0360-5442  
Fuente de impacto: Journal Citation Reports (JCR); Science Citation Index Expanded (SCIE).  
Categoría: Science Edition - THERMODYNAMICS  
Índice de impacto: 8,900  
Posición de publicación: 3/63  
Cuartil: Q1 (primer cuartil)  
Percentil Journal Impact Factor (JIF): 96,0

## 10. REFERENCIAS

- Abdelaziz, E. A., Saidur, R., & Mekhilef, S. (2011). A review on energy saving strategies in industrial sector. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(1), 150-168. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.003>
- Abdulhamed, A. J., Adam, N. M., Ab-Kadir, M. Z. A., & Hairuddin, A. A. (2018). Review of solar parabolic-trough collector geometrical and thermal analyses, performance, and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 822-831. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.085>
- Aguilera, J. A., & Paredes, J. P. (2021). *La energía solar. Manuales de prácticas de tecnología energética. Campus Virtual. Máster Universitario en Ingeniería Industrial. Documentación Campus Virtual. Universidad de Oviedo.*
- Akhtari, S., Sowlati, T., & Day, K. (2014). Economic feasibility of utilizing forest biomass in district energy systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 117-127. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.058>
- Alakangas, E., Junginger, M., van Dam, J., Hinge, J., Keränen, J., Olsson, O., Porsö, C., Martikainen, A., Rathbauer, J., Sulzbacher, L., Vesterinen, P., & Vinterbäck, J. (2012). EUBIONET III—solutions to biomass trade and market barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 4277-4290. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.051>
- Alazazmeh, A. J., & Mokheimer, E. M. (2015). Review of solar cooling technologies. *Journal of Applied Mechanical Engineering*, 4(5), 1-15. <https://doi.org/10.4172/2168-9873.1000180>
- Ammari, C., Belatrache, D., Touhami, B., & Makhloufi, S. (2022). Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review. *Energy and Built Environment*, 3(4), 399-411. <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.04.002>
- Arias, B., Pevida, C., Feroso, J., Plaza, M. G., Rubiera, F., & Pis, J. J. (2008). Influence of torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass. *Fuel Processing Technology*, 89(2), 169-175. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2007.09.002>
- Arpiainen, V., & Wilen, C. (2019). *Production of solid sustainable energy carriers from biomass by means of torrefaction.* [https://sector-project.eu/fileadmin/downloads/deliverables/SECTOR\\_D3.2\\_VTT\\_final.pdf](https://sector-project.eu/fileadmin/downloads/deliverables/SECTOR_D3.2_VTT_final.pdf)
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (2021). *Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España.* Publicaciones APPA. [https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/11/Estudio\\_del\\_impacto\\_Macroeconomico\\_de\\_las\\_energias\\_renovables\\_en\\_Espana\\_2020.pdf](https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/11/Estudio_del_impacto_Macroeconomico_de_las_energias_renovables_en_Espana_2020.pdf)

- Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío (2021). *Censo de redes de calor y frío*. Publicaciones APPA. [www.adhac.es/Priv/ClientsImages/AsociacionPerso8\\_1540226118.pdf](http://www.adhac.es/Priv/ClientsImages/AsociacionPerso8_1540226118.pdf)
- Atlantic Tecnhnology Group (2018). *Technical reports*. [www.atlantictechnologygrp.com](http://www.atlantictechnologygrp.com)
- Avtar, R., Sahu, N., Aggarwal, A. K., Chakraborty, S., Kharrazi, A., Yunus, A. P., Dou, J. & Kurniawan, T. A. (2019). Exploring renewable energy resources using remote sensing and GIS—A review. *Resources*, 8(3), 149. <https://doi.org/10.3390/resources8030149>
- Ayala, A. C. (2019). *Modelos para la evaluación y optimización de instalaciones fotovoltaicas de alto consumo* [Tesis de doctorado, Universidad de Málaga]. <https://riuma.uma.es/xmlui/handle/10630/19038>
- Aydin, N. Y., Kentel, E., & Duzgun, H. S. (2013). GIS-based site selection methodology for hybrid renewable energy systems: A case study from western Turkey. *Energy Conversion and Management*, 70, 90-106. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.02.004>
- Awuah-Offei, K. (2018). *Energy efficiency in the minerals industry*. Springer Nature.
- Azevedo, S. G., Sequeira, T., Santos, M., & Mendes, L. (2019). Biomass-related sustainability: A review of the literature and interpretive structural modeling. *Energy*, 171, 1107-1125. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.068>
- Bahlawan, H., Morini, M., Pinelli, M., Poganietz, W. R., Spina, P. R., & Venturini, M. (2019). Optimization of a hybrid energy plant by integrating the cumulative energy demand. *Applied Energy*, 253, 113484. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113484>
- Bahng, M. K., Mukarakate, C., Robichaud, D. J., & Nimlos, M. R. (2009). Current technologies for analysis of biomass thermochemical processing: A review. *Analytica Chimica Acta*, 651(2), 117-138. <https://doi.org/10.1016/j.aca.2009.08.016>
- Baldocchi, D. D. (2003). Assessing the eddy covariance technique for evaluating carbon dioxide exchange rates of ecosystems: past, present and future. *Global Change Biology*, 9(4), 479-492. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2486.2003.00629.x>
- Balić, D., Maljković, D., & Lončar, D. (2017). Multi-criteria analysis of district heating system operation strategy. *Energy Conversion and Management*, 144, 414-428. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.072>
- Benedek, J., Sebestyén, T. T., & Bartók, B. (2018). Evaluation of renewable energy sources in peripheral areas and renewable energy-based rural development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 516-535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.020>
- Bentley, R. W. (2016). *Introduction to peak oil*. Springer Nature.

- Bergman, P.C.A. (2015). *Combined torrefaction and pelletisation, The TOP process*. ECN (Energy Research Centre of the Netherlands) Publications.
- Bergman, P. C. A., Boersma, A. R., Zwart, R. W. R., & Kiel, J. H. A. (2005). *Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations*. ECN (Energy Research Centre of the Netherlands) Publications.
- Bioraise GIS (2020). *Biomass GIS data* [Software y database]. <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise>
- Bogusz, K., & Sulich, A. (2020). The sustainable development strategies in mining industry. *Education Excellence and Innovation Management through Vision, 1*(1), 6893-6911.
- British Petroleum (2022). *Statistical review of world energy 2022*. BP Publications. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- Brown, A., Waldheim, L., Landälv, I., Saddler, J., Ebadian, M., McMillan, J. D., Bonomi, A., & Klein, B. (2020). *Advanced biofuels–potential for cost reduction*. [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41\\_CostReductionBiofuels-11\\_02\\_19-final.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf)
- Burguet, G. (2016). *Valoración energética del residuo avícola, impacto económico-ambiental y análisis experimental en Europa de la reducción de amoníaco en explotaciones avícolas mediante compuesto encimático* [Tesis de doctorado, Universidad de Oviedo]. <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/38420>
- Cahyanti, M. N., Doddapaneni, T. R. K. C., & Kikas, T. (2020). Biomass torrefaction: An overview on process parameters, economic and environmental aspects and recent advancements. *Bioresource Technology, 301*, 122737. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.122737>
- Campos-Guzmán, V., García-Cáscales, M. S., Espinosa, N., & Urbina, A. (2019). Life Cycle Analysis with Multi-Criteria Decision Making: A review of approaches for the sustainability evaluation of renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 104*, 343-366. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.031>
- Carvalho, F. P. (2017). Mining industry and sustainable development: Time for change. *Food and Energy Security, 6*(2), 61-77. <https://doi.org/10.1002/fes3.109>
- Castells, X. E. (2005). *Tratamiento y valorización energética de residuos*. Ediciones Díaz de Santos.
- Censolar (2021). *Base de datos de energía solar de España* [Database]. <https://www.censolar.org/energia-solar/>

- Centro Internacional de Postgrado, 2024. *Doctorado en la Universidad de Oviedo*.  
<https://cei.uniovi.es/postgrado/doctorado>
- Cevallos-Sierra, J., & Ramos-Martin, J. (2018). Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(1), 1154-1165. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>
- Chen, Q., Finney, K., Li, H., Zhang, X., Zhou, J., Sharifi, V., & Swithenbank, J. (2012). Condensing boiler applications in the process industry. *Applied Energy*, 89(1), 30-36. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.11.020>
- Cheng, B. H., Huang, B. C., Zhang, R., Chen, Y. L., Jiang, S. F., Lu, Y., Zhang, X. S., Jiang, H., & Yu, H. Q. (2020). Bio-coal: A renewable and massively producible fuel from lignocellulosic biomass. *Science Advances*, 6(1), eaay0748. <https://doi.org/10.1126/sciadv.aay0748>
- CHEQ4 (2021). *Programa CHEQ4* [Software y database]. Publicaciones IDAE. <http://cheq4.idae.es>
- Club Español de la Energía [CEE] (2018). *Memoria 2017*. [https://www.enerclub.es/frontBookAction/Biblioteca\\_/Publicaciones\\_Enerclub/Libros\\_y\\_articulos/Memoria2017;jsessionid=82BB8CAF1AD772F64AEF28034125CE20](https://www.enerclub.es/frontBookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Libros_y_articulos/Memoria2017;jsessionid=82BB8CAF1AD772F64AEF28034125CE20)
- Collado, F. J., & Guallar, J. (2013). A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 142-154. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.076>
- Comisión Europea (2021). *Nueva estrategia de la UE en favor de los bosques para 2030*. Publicaciones CE. [https://commission.europa.eu/document/download/cf3294e1-8358-4c93-8de4-3e1503b95201\\_es](https://commission.europa.eu/document/download/cf3294e1-8358-4c93-8de4-3e1503b95201_es)
- Comisión Europea (2022). *Biomasa*. Publicaciones CE. [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass\\_en?prefLang=es](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass_en?prefLang=es)
- Consejo de la Unión Europea (2010). *Decisión del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas*. Publicaciones CUE. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010D0787&from=ES>
- Consejo de la Unión Europea (2018). *Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida)*. Publicaciones CUE. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>
- Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos [CORES] (2022). *Estadísticas 2022* [Database]. <https://www.cores.es/es/estadisticas>

- Cremers, M., Koppejan, J., Middelkamp, J., Witkamp, J., Sokhansanj, S., Melin, S., Madrali, S. (2015). *Status overview of torrefaction technologies. A review of the commercialisation status of biomass torrefaction, Bioenergy, Task 32: biomass combustion and cofiring*. IEA (International Energy Agency) Publications.
- Daskalakis, G., Psychoyios, D., & Markellos, R. N. (2009). Modeling CO<sub>2</sub> emission allowance prices and derivatives: Evidence from the European trading scheme. *Journal of Banking & Finance*, 33(7), 1230-1241. <https://doi.org/10.1016/j.jbankfin.2009.01.001>
- De Souza, S. N. M., Werncke, I., Marques, C. A., Bariccatti, R. A., Santos, R. F., Nogueira, C. E. C., & Bassegio, D. (2013). Electric energy micro-production in a rural property using biogas as primary source. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 385-391. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.035>
- Derčan, B., Lukić, T., Bubalo-Živković, M., Đurdev, B., Stojsavljević, R., & Pantelić, M. (2012). Possibility of efficient utilization of wood waste as a renewable energy resource in Serbia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1516-1527. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.10.017>
- Demirbas, A. (2008). Biofuels sources, biofuel policy, biofuel economy and global biofuel projections. *Energy Conversion and Management*, 49(8), 2106-2116. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.02.020>
- Díaz-Cuevas, P., Domínguez-Bravo, J., & Prieto-Campos, A. (2019). Integrating MCDM and GIS for renewable energy spatial models: assessing the individual and combined potential for wind, solar and biomass energy in Southern Spain. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 21, 1855-1869. <https://doi.org/10.1007/s10098-019-01754-5>
- Dinca, C., Badea, A. A., Apostol, T., & Lazaroiu, G. (2009). GHG emissions evaluation from fossil fuel with CCS. *Environmental Engineering and Management Journal*, 8(1), 81-89. <https://doi.org/10.30638/eemj.2009.012>
- Doddapaneni, T. R. K. C., Praveenkumar, R., Tolvanen, H., Rintala, J., & Konttinen, J. (2018). Techno-economic evaluation of integrating torrefaction with anaerobic digestion. *Applied Energy*, 213, 272-284. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.045>
- Dodić, S. N., Vasiljević, T. Z., Marić, R. M., Kosanović, A. J. R., Dodić, J. M., & Popov, S. D. (2012). Possibilities of application of waste wood biomass as an energy source in Vojvodina. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 2355-2360. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.079>
- Duffie, J.A., & Beckman, W. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.
- Enerdata (2024). *Energía y Clima Mundial - Anuario estadístico 2023* [Database]. <https://datos.enerdata.net/>



- Energy Information Administration (2022). *Biomass explained*. EIA Publications. <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/>
- Energy Research Centre of the Netherlands (2022). *Database Phyllis for the physico-chemical composition of (treated) lignocellulosic biomass, micro- and macroalgae, various feedstocks for biogas production and biochar* [Database]. ECN Publications. <https://phyllis.nl/>
- Erol, M., Haykiri–Acma, H., Küçükbayrak, S. (2010). Calorific value estimation of biomass from their proximate analyses data. *Renewable Energy*, 35(1), 170-173. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.05.008>
- Esteban, L. S., & Carrasco, J. E. (2011). Biomass resources and costs: Assessment in different EU countries. *Biomass and Bioenergy*, 35(1), S21-S30. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.03.045>
- EurObserv'ER (2021). *RES barometers, database*. <https://www.eurobserv-er.org/>
- Euroheat (2019). *Renewable Energy Districts: 2050 Vision*. [https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2019/08/RHC-ETIP\\_District-and-DHC-Vision-2050.pdf](https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2019/08/RHC-ETIP_District-and-DHC-Vision-2050.pdf)
- European Environment Agency (2021). *Trends and projections in Europe 2021, EEA Report N° 13/2021*. EEA Publications. [https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2021/at\\_download/file](https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2021/at_download/file)
- European Forest Institute (2022). *Wood production maps for European forests*. EFI Publications. <https://efi.int/knowledge/maps/woodproduction>
- Eurostat (2024). *Oficina Europea de Estadística* [Database]. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>
- Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. (2009). Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 1082-1088. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.03.008>
- Fernández-Lozano, J., Gutiérrez-Alonso, G., & Fernández-Morán, M. Á. (2015). Using airborne LiDAR sensing technology and aerial orthoimages to unravel roman water supply systems and gold works in NW Spain (Eria valley, León). *Journal of Archaeological Science*, 53, 356-373. <https://doi.org/10.1016/j.jas.2014.11.003>
- Festel, G., Würmseher, M., Rammer, C., Boles, E., & Bellof, M. (2014). Modelling production cost scenarios for biofuels and fossil fuels in europe. *Journal of Cleaner Production*, 66, 242-253. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.10.038>
- Food and Agriculture Organization of the United Nations (1993). *Análisis de la contribución forestal a la producción de energía en América Latina, Tomo 1/2*. Publicaciones FAO.

- Food and Agriculture Organization of the United Nations (2021). *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2020 – Principales resultados*. Publicaciones FAO. <https://www.fao.org/documents/card/es/c/CA9825ES>
- Föhr, J., Lemponen, J. P., Soininen, H., & Ranta, T. (2016). Energy production by biocoal pellets in boilers of small scale. En *Proceedings of the 24th European biomass conference and exhibition (pp. 788-791)*. European Biomass Conference and Exhibition.
- Frank, E., Hall, M. A., & Witten, I. H. (2016). *The WEKA workbench. Online appendix for "data mining: practical machine learning tools and techniques"*. Morgan Kaufmann.
- Freese, B. (2004). *Coal: a human history*. Penguin Books.
- Fundación Asturiana de la Energía (2020). *Balance energético del Principado de Asturias*. Publicaciones FAEN. [https://www.faen.es/wp-content/uploads/2016/06/BEPA-2019\\_VF.pdf](https://www.faen.es/wp-content/uploads/2016/06/BEPA-2019_VF.pdf)
- Fundación Asturiana de la Energía (2023). *La estrategia de transición energética justa de Asturias*. Publicaciones FAEN. [https://faen.es/wp-content/uploads/2023/04/2021\\_09\\_23\\_estrategia\\_energetica\\_justa\\_con\\_alegaciones.pdf](https://faen.es/wp-content/uploads/2023/04/2021_09_23_estrategia_energetica_justa_con_alegaciones.pdf)
- Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología (2024). *Base de datos bibliométrica [Database]*. Publicaciones FECYT. <https://www.recursoscientificos.fecyt.es/servicios/indices-de-impact>
- Gallo, A. B., Simões-Moreira, J. R., Costa, H. K. M., Santos, M. M., & Dos Santos, E. M. (2016). Energy storage in the energy transition context: A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 800-822. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.028>
- García, R., Pizarro, C., Lavín, A. G., & Bueno, J. L. (2014a). Spanish biofuels heating value estimation. Part I: Ultimate analysis data. *Fuel*, 117, 1130-1138. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.048>
- García, R., Pizarro, C., Gutiérrez Lavín, A.G., & Bueno, J. L. (2014b). Spanish biofuels heating value estimation. Part II: Proximate analysis data. *Fuel*, 30, 1139-1147. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.049>
- García-Gusano, D., & Iribarren, D. (2018). Prospective energy security scenarios in Spain: The future role of renewable power generation technologies and climate change implications. *Renewable Energy*, 126, 202-209. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.044>
- García Nieto, P. J., García-Gonzalo, E., Paredes-Sánchez, J. P., Bernardo Sánchez, A., & Menéndez Fernández, M. (2019). Predictive modelling of the higher heating value in biomass torrefaction for the energy treatment process using machine-learning

techniques. *Neural Computing and Applications*, 31, 8823-8836.  
<https://doi.org/10.1007/s00521-018-3870-x>

Gil, M. V., García, R., Pevida, C., & Rubiera, F. (2015). Grindability and combustion behavior of coal and torrefied biomass blends. *Bioresource Technology*, 191, 205-212. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.04.117>

Giorgetta, M. A., Jungclaus, J. H., Reick, C. H., Legutke, S., Bader, J., Böttinger, M., Brovkin, V. A., Crueger, T., Esch, M., Fieg, K., Glushak, K., Gayler, V., Haak, H., Hollweg, H., Ilyina, T., Kinne, S., Kornblueh, L., Matei, D., Mauritsen, T., ... Stevens, B. (2013). Climate and carbon cycle changes from 1850 to 2100 in MPI-ESM simulations for the Coupled Model Intercomparison Project phase 5. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 5 (3), 572-597. <https://doi.org/10.1002/jame.20038>

Graichen, P., Kleiner, M. M., Matthes, F. C., & Heinemann, C. (2017). *Renewable vs. fossil electricity systems. A cost comparison. Power world 2050. Analysis of renewable, coal and gas-based electricity systems.* [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten\\_2050/Gesamtkosten\\_Stromwelten\\_2050\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf)

Gupta, V. K., Treichel, H., Kuhad, R. C., & Rodriguez-Couto, S. (2020). *Recent developments in bioenergy research.* Elsevier.

Haberl, J. S. & Cho, S. (2004). *Literature review of uncertainty of analysis methods (F-chart program), Report to the Texas Commission on Environmental Quality.* Energy Systems Laboratory, Texas A&M University.

Hall, M. A., Frank, E., Holmes, G., Pfahringer, B., Reutemann, P., & Witten I. H. (2009). The WEKA data mining software: an update. *ACM SIGKDD Explorations Newsletter*, 11(1), 10-18. <https://doi.org/10.1145/1656274.1656278>

Han, J., Kamber, M., Pei, P. (2011). *Data mining: Concepts and techniques.* Morgan Kaufmann.

Hansen, K., & Mathiesen, B. V. (2018). Comprehensive assessment of the role and potential for solar thermal in future energy systems. *Solar Energy*, 169, 144-152. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.039>

Hennig, C., & Gawor, M. (2012). Bioenergy production and use: comparative analysis of the economic and environmental effects. *Energy Conversion and Management*, 63, 130-137. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.03.031>

Heras-Saizarbitoria, I., Sáez, L., Allur, E., & Morandeira, J. (2018). The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 1036-1043. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.049>

Heshmati, A. (2017). A review of the circular economy and its implementation. *International Journal of Green Economics*, 11(3-4), 251-288. <https://doi.org/10.1504/IJGE.2017.089856>

- Higueras-Castillo, E., Muñoz-Leiva, F., & Liébana-Cabanillas, F. J. (2019). An examination of attributes and barriers to adopt biomass and solar technology. A cross-cultural approach. *Journal of Environmental Management*, 236, 639-648. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.02.022>
- Hussain, A., Arif, S. M., & Aslam, M. (2017). Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 12-28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.033>
- Igogo, T., Lowder, T., Engel-Cox, J., Newman, A. M., & Awuah-Offei, K. (2020). *Integrating clean energy in mining operations: opportunities, challenges, and enabling approaches*. National Renewable Energy Laboratory (NREL) Publications.
- Igogo, T., Awuah-Offei, K., Newman, A., Lowder, T., & Engel-Cox, J. (2021). Integrating renewable energy into mining operations: Opportunities, challenges, and enabling approaches. *Applied Energy*, 300, 117375. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117375>
- Instituto Geológico y Minero de España (2018). *Panorama Minero 2017*. IGME. [https://www.igme.es/PanoramaMinero/actual/CARBON%202016-PM\\_2017\(final\).pdf](https://www.igme.es/PanoramaMinero/actual/CARBON%202016-PM_2017(final).pdf)
- Instituto Nacional de Estadística (2022). *INEbase* [Database]. Publicaciones INE. <https://www.ine.es/dyngs//INEbase/en/listaoperaciones.htm>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2009a). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura. F-Chart*. Publicaciones IDAE. [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_ST\\_Pliego\\_de\\_Condiciones\\_Tecnicas\\_Baja\\_Temperatura\\_09\\_082ee24a.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2009b). *Guía técnica: instalaciones de biomasa térmica en edificios*. Publicaciones IDAE. [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_10920\\_Instalaciones\\_Biomasa\\_Term\\_edificios\\_2009\\_b6fe691f.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10920_Instalaciones_Biomasa_Term_edificios_2009_b6fe691f.pdf)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2020). *Poderes caloríficos inferiores y factores de conversión de diferentes productos energéticos utilizados en la elaboración de estadísticas y balances energéticos* [Database]. Publicaciones IDAE. [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/poderes-calorificos-inferiores\\_pci\\_v\\_1-00\\_2020.xlsx](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/poderes-calorificos-inferiores_pci_v_1-00_2020.xlsx)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2021a). *Guía técnica de energía solar térmica*. Publicaciones IDAE. [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/guiasolartermica\\_idae-asit\\_v3.0\\_20210111\\_nipo.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/guiasolartermica_idae-asit_v3.0_20210111_nipo.pdf)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2021b). *Consumos del sector residencial en España*. Publicaciones IDAE.

[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Documentacion\\_Basica\\_Residencial\\_Unido\\_c93da537.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf)

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2022a). *Informe estadístico de energías renovables* [Database]. Publicaciones IDAE. <https://informesweb.idae.es/informe-estadistico/informe.php>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2022b). *Balance energético de España 1990-2021* [Database]. Publicaciones IDAE. [https://energia.gob.es/balances/Balances/balandeenergeticoanual/Balance-Energetico-Espana-1990\\_2021\\_es\\_V0.ods](https://energia.gob.es/balances/Balances/balandeenergeticoanual/Balance-Energetico-Espana-1990_2021_es_V0.ods)

Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y de las Cuencas Mineras (2013). *Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018*. IRMC Publications.

International Atomic Energy Agency, & Nuclear Energy Agency (2016). *Uranium 2016: resources, production and demand, N°. 7301*. IEA & NEA Publications.

International Council on Mining and Metals (2021). *Our commitment to a goal of net zero by 2050 or Sooner*. ICMM Publications. [https://www.icmm.com/website/publications/pdfs/mining-principles/net-zero-by-2050\\_en-gb.pdf](https://www.icmm.com/website/publications/pdfs/mining-principles/net-zero-by-2050_en-gb.pdf)

International Energy Agency (2020a). *Global energy review 2020. The impacts of the Covid 19 crisis on global energy demand and CO<sub>2</sub> emissions*. IEA Publications. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7e802f6a-0b30-4714-abb1-46f21a7a9530/Global\\_Energy\\_Review\\_2020.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7e802f6a-0b30-4714-abb1-46f21a7a9530/Global_Energy_Review_2020.pdf)

International Energy Agency (2020b). *Global energy statics and balances* [Database]. IEA Publications. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>

International Energy Agency (2022). *Data and statistics* [Database]. IEA Publications. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-sets>

International Renewable Energy Agency (2022). *Renewable energy statistics 2021*. IRENA. <https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021>

International Resource Panel (2019). *Global resources outlook 2019, Natural resources for the future we want*. IRP Publications, United Nations Environment Programme. <https://www.resourcepanel.org/file/1172/download?token=muaePxOQ>

Jacobson, M. Z., Delucchi, M. A., Bauer, Z. A. F., Goodman, S.C., Chapman, W. E., Cameron, M. A., Bozonnat, C., Chobadi, L., Clonts, H. A., Enevoldsen, P., Erwin, J. R., Fobi, S. N., Goldstrom, O. K., Henness, E. M., Liu, J., Lo, J., Meyer, C. B., Morris S. B., Moy, K. R. ... Yachanin, A. S. (2017). 100% clean and renewable wind, water, and sunlight all-sector energy roadmaps for 139 countries of the world. *Joule*, 1(1), 108-121. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>

- Jain, R., Cui, Z. C., & Domen, J. K. (2016). *Environmental impact of mining and mineral processing*. Butterworth-Heinemann.
- Jana, K., Ray, A., Majoumerd, M. M., Assadi, M., & De, S. (2017). Polygeneration as a future sustainable energy solution – A comprehensive review. *Applied Energy*, 202, 88-111. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.129>
- Jardón, S., Ordóñez, A., Alvarez, R., Cienfuegos, P., & Loredó, J. (2013). Mine water for energy and water supply in the Central Coal Basin of Asturias (Spain). *Mine Water and the Environment*, 32, 139-151. <https://doi.org/10.1007/s10230-013-0224-x>
- Jefatura del Estado de España (2018). *Real Decreto Ley 25/2018 de 21 de diciembre de medidas urgentes para una transición justa de la minería del carbón y el desarrollo sostenible de las comarcas mineras*, BOE núm. 308, de 22 de diciembre de 2018. JEE. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/12/21/25/dof/spa/pdf>
- Jefatura del Estado de España (2021). *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética*, BOE núm. 121, de 21 de mayo de 2021. JEE. <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7/dof/spa/pdf>
- Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K. H. (2018). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(1), 894-900. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.094>
- Kamari, M. L., Isvand, H., & Nazari, M.A. (2020). Applications of multi-criteria decision-making (MCDM) methods in renewable energy development: A review. *Renewable Energy Research and Applications*, 1(1), 47-54. <https://doi.org/10.22044/RERA.2020.8541.1006>
- Kerme, E., Kaneesamkandi, Z. (2015). Performance analysis and design of liquid based solar heating system. *Journal of Thermal Engineering*, 1(5), 182-191. <https://doi.org/10.18186/jte.02359>
- Kiehl, J. T., & Trenberth, K. E. (1997). Earth's annual global mean energy budget. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 78(2), 197-208. [https://doi.org/10.1175/1520-0477\(1997\)078<0197:EAGMEB>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0477(1997)078<0197:EAGMEB>2.0.CO;2)
- Klein, S. A., Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1976). A design procedure for solar heating systems. *Solar Energy*, 18(2), 113-127. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(76\)90044-X](https://doi.org/10.1016/0038-092X(76)90044-X)
- Křůmal, K., Mikuška, P., Horák, J., Hopan, F., & Krpec, K. (2019). Comparison of emissions of gaseous and particulate pollutants from the combustion of biomass and coal in modern and old-type boilers used for residential heating in the Czech Republic, Central Europe. *Chemosphere*, 229, 51-59. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2019.04.137>
- Kumar, A., Sah, B., Singh, A. R., Deng, Y., He, X., Kumar, P., & Bansal, R. C. (2017). A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable

- energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 596-609. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.191>
- Lake, A., Rezaie, B., & Beyerlein, S. (2017). Review of district heating and cooling systems for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 417-425. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.061>
- Las-Heras-Casas, J., López-Ochoa, L. M., Paredes-Sánchez, J. P., & López-González, L. M. (2018). Implementation of biomass boilers for heating and domestic hot water in multi-family buildings in Spain: Energy, environmental, and economic assessment. *Journal of Cleaner Production*, 176, 590-603. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.061>
- Lăzăroiu, G., Mihăescu, L., Prisecaru, T., Oprea, I., Pișă, I., Negreanu, G., & Indrieș, R. (2008). Combustion of pitcoal-wood biomass brichettes in a boiler test facility. *Environmental Engineering and Management Journal*, 7(5), 595-601. <https://doi.org/10.30638/eemj.2008.083>
- Lee, S. Y., Sankaran, R., Chew, K. W., Tan, C. H., Krishnamoorthy, R., Chu, D. T., & Show, P. L. (2019). Waste to bioenergy: a review on the recent conversion technologies. *BMC Energy*, 1(1), 1-22. <https://doi.org/10.1186/s42500-019-0004-7>
- Levesque, M., Millar, D., & Paraszczak, J. (2014). Energy and mining-The home truths. *Journal of Cleaner Production*, 84(1), 233-255. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.12.088>
- Linares P. (2017). *Escenarios para el sector energético en España 2030-2050*. Economics for Energy. [https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe\\_2017.pdf](https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf)
- Liu, M., Shi, Y., & Fang, F. (2014). Combined cooling, heating and power systems: A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 1-22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.054>
- Liu, M., van Dam, K. H., Pantaleo, A. M., & Guo, M. (2018). Optimisation of integrated bioenergy and concentrated solar power supply chains in South Africa. *Computer Aided Chemical Engineering*, 43, 1463-1468. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64235-6.50255-2>
- Liuhto, K. (2022). Natural Gas in the EU in the Twenty-First Century: A Special Emphasis on LNG. En K. Liuhto (Ed.) *The Future of Energy Consumption, Security and Natural Gas*. Palgrave Macmillan.
- Looney, B. (2021). *BP statistical review of world energy*. British Petroleum Publications.
- López-Rodríguez, F., Pérez, C., Cuadros, F., & Ruiz, A. (2009). Spatial assessment of the bioenergy potential of forest residues in the western province of Spain, Caceres. *Biomass and Bioenergy*, 33(10), 1358-1366. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.05.026>

- Lourinho, G., & Brito, P. (2015). Assessment of biomass energy potential in a region of Portugal (Alto Alentejo). *Energy*, 81, 189-201. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.021>
- Lucia, U. (2016). Econophysics and bio-chemical engineering thermodynamics: The exergetic analysis of a municipality. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 462, 421-430. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2016.06.119>
- Ma, Z., Knotzer, A., Billanes, J. D., & Jørgensen, B. N. (2020). A literature review of energy flexibility in district heating with a survey of the stakeholders' participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 123, 109750. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109750>
- Mahmoud, M., Ramadan, M., Naher, S., Pullen, K., & Olabi, A. G. (2021). The impacts of different heating systems on the environment: A review. *Science of The Total Environment*, 766, 142625. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.142625>
- Manouchehrinejad, M., Bilek, E. T., & Mani, S. (2021). Techno-economic analysis of integrated torrefaction and pelletization systems to produce torrefied wood pellets. *Renewable Energy*, 178, 483-493. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.064>
- Martín, M. P. (2015). *Atlas Solarimétrico de España*. [https://www.cienciasambientales.com/sites/default/files/archivos/Atlas\\_Solarimetrico\\_de\\_Espana.pdf](https://www.cienciasambientales.com/sites/default/files/archivos/Atlas_Solarimetrico_de_Espana.pdf)
- Martínez, P. R. (2009). *Energía solar térmica: técnicas para su aprovechamiento, Volumen 4*. Marcombo.
- Mazhar, A. R., Liu, S., & Shukla, A. (2018). A state of art review on the district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 420-439. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.005>
- Meyer, I., & Sommer, M.W. (2014). *Employment Effects of Renewable Energy Supply-A Meta Analysis*. Austrian Institute of Economic Research. [https://www.wifo.ac.at/bibliothek/archiv/36286/WWWforEurope\\_PP\\_12.pdf](https://www.wifo.ac.at/bibliothek/archiv/36286/WWWforEurope_PP_12.pdf)
- Michalski, J., Bünger, U., Crotogino, F., Donadei, S., Schneider, G. S., Pregger, T., Cao, K., & Heide, D. (2017). Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), 13427-13443. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
- Míguez, J. L., Porteiro, J., Pérez-Orozco, R., Patiño, D., & Rodríguez, S. (2018). Evolution of CO<sub>2</sub> capture technology between 2007 and 2017 through the study of patent activity. *Applied Energy*, 211, 1282-1296. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.107>
- Millar, M. A., Burnside, N. M., & Yu, Z. (2019). District heating challenges for the UK. *Energies*, 12(2), 310. <https://doi.org/10.3390/en12020310>



- Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2014). *Orden IET/1158/2014, de 30 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2014-2018*. MINETUR. <https://www.boe.es/boe/dias/2014/07/04/pdfs/BOE-A-2014-7042.pdf>
- Miranda, M., Blanco Uribe Q, A., Hernández, L., Ochoa G, J., & Yerena, E. (1998). *All that glitters is not gold: balancing conservation and development in Venezuela's frontier forests*. World Resources Institute. [http://pdf.wri.org/all\\_that\\_glitters\\_is\\_not\\_gold.pdf](http://pdf.wri.org/all_that_glitters_is_not_gold.pdf)
- Massachusetts Institute of Technology (2016). *Strategic metals: Will future supply be able to meet future demand*. MIT Publications. <https://web.mit.edu/12.000/www/m2016/finalwebsite/problems/supplydemand.html>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2018). *La energía en España 2017*. Publicaciones MITECO. <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro-Energia-2017.pdf>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020a). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. Publicaciones MITECO. [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradoenergaiyclima2021-2030\\_tcm30-546623.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradoenergaiyclima2021-2030_tcm30-546623.pdf)
- Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España (2020b). *Mapa de radiación solar global de España*. Publicaciones MITECO. <https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/recursos/energia-solar/radiacion-solar/radiacion-solar-global-de-espana.aspx>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2021). *Balance energético de España 2020*. Publicaciones MITECO. [https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro\\_Energia\\_Espana\\_2020.pdf](https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro_Energia_Espana_2020.pdf)
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2022). *La energía en España 2019*. Publicaciones MITECO. <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/libro-energia-espana-2019.pdf>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2023a). *Balance energético de España 2021*. Publicaciones MITECO. [https://energia.gob.es/balances/Balances/balancedeenergeticoanual/Balance-Energetico-Espana-2021\\_v0.pdf](https://energia.gob.es/balances/Balances/balancedeenergeticoanual/Balance-Energetico-Espana-2021_v0.pdf)
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2023b). *Inventario Nacional de Emisiones a la Atmósfera, Emisiones de Gases de Efecto invernadero Balance energético de España, Serie 1990-2021*. Publicaciones MITECO. [https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen\\_inventario\\_gei\\_ed\\_2023\\_tcm30-560383.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen_inventario_gei_ed_2023_tcm30-560383.pdf)

- Moiseyev, A., Solberg, B., & Kallio, A. M. I. (2013). Wood biomass use for energy in Europe under different assumptions of coal, gas and CO<sub>2</sub> emission prices and market conditions. *Journal of forest economics*, 19(4), 432-449. <https://doi.org/10.1016/j.jfe.2013.10.001>
- Moran, M. J., & Shapiro, H. N. (2018). *Fundamentos de termodinámica técnica*. Reverté.
- Moreno, B., & López, A. J. (2008). The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(3), 732-751. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.10.011>
- Mouaky, A., Merrouni, A. A., Laadel, N. E., & Bennouna E. G. (2019). Simulation and experimental validation of a parabolic trough plant for solar thermal applications under the semi-arid climate conditions. *Solar Energy*, 194, 969-985. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.040>
- Myers, D. R. (2016). *Solar radiation: practical modeling for renewable energy applications*. CRC Press.
- Nema, P., Nema, R. K., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(8), 2096-2103. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.10.006>
- Nunes, L. J. R., Causer, T. P., & Ciolkosz, D. (2020). Biomass for energy: A review on supply chain management models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109658. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109658>
- Nunes, L. J. R., Matias, J. C. O., & Catalão, J. P. S. (2014). A review on torrefied biomass pellets as a sustainable alternative to coal in power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 153-160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.181>
- Olatomiwa, L., Mekhilef, S., Ismail, M. S., & Moghavvemi, M. (2016). Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 821-835. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>
- Omar, R. C., Wahab, W. A., Putri, R. F., Roslan, R., & Baharuddin, I. N. Z. (2020, March). Solar suitability map for office buildings using integration of remote sensing and Geographical Information System (GIS). En *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (Vol. 451, N° 1, p. 012032)*. IOP Publishing.
- Organización de las Naciones Unidas (2021). *Informes de resultados de la 26ª Conferencia de las Partes sobre el Cambio Climático en Glasgow, Reino Unido*. Publicaciones ONU. <https://unfccc.int/event/cop-26?item=1>
- Organización de las Naciones Unidas (2023). *Informe de los objetivos de desarrollo sostenible 2030*. Publicaciones ONU. [https://unstats.un.org/sdgs/report/2023/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2023\\_Spanish.pdf](https://unstats.un.org/sdgs/report/2023/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2023_Spanish.pdf).

- Oztemel, E., & Gursev, S. (2020). Literature review of Industry 4.0 and related technologies. *Journal of Intelligent Manufacturing*, 31, 127-182. <https://doi.org/10.1007/s10845-018-1433-8>
- Palomba, V., Prestipino, M., & Galvagno, A. (2017). Tri-generation for industrial applications: Development of a simulation model for a gasification-SOFC based system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(46), 27866-27883. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.206>
- Parameshwaran, R., Kalaiselvam, S., Harikrishnan, S., & Elayaperumal, A. (2012). Sustainable thermal energy storage technologies for buildings: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 2394-2433. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.058>
- Paredes, J. P. (2010). *Estimación del potencial energético y del efecto sumidero de la biomasa forestal de Asturias* [Tesis de doctorado, Universidad de Oviedo]. <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/12753>
- Paredes-Sánchez, J. P.; Gutiérrez Trashorras, A. J.; González-Caballín, J. M. (2013). Bio-smartcity: biomass supply to a smartcity: a case study. En *Proceedings of the International Conference on New Concepts in Smart Cities. Fostering Public and Private Alliances (SmartMILE)*. SmartMILE-IEEE.
- Paredes-Sánchez, J. P., Gutiérrez-Trashorras, A. J., & Xiberta-Bernat, J. (2015). Wood residue to energy from forests in the Central Metropolitan Area of Asturias (NW Spain). *Urban Forestry & Urban Greening*, 14(2), 195-199. <https://doi.org/10.1016/j.ufug.2015.01.005>
- Paredes-Sánchez, J. P., López-Ochoa, L. M., López-González, L. M., Las-Heras-Casas, J., & Xiberta-Bernat, J. (2019a). Evolution and perspectives of the bioenergy applications in Spain. *Journal of cleaner production*, 213, 553-568. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.112>
- Paredes-Sánchez, J. P., Míguez, J. L., Blanco, D., Rodríguez, M. A., & Collazo, J. (2019b). Assessment of micro-cogeneration network in European mining areas: A prototype system. *Energy*, 174, 350-358. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.146>
- Paredes-Sánchez, J. P., López-Ochoa, L. M., López-González, L. M., & Xiberta-Bernat, J. (2016). Bioenergy for District Bioheating System (DBS) from eucalyptus residues in a European coal-producing region. *Energy Conversion and Management*, 126, 960-970. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.084>
- Pauschinger, T. (2016). Solar thermal energy for district heating. En R. Wiltshire (Ed.), *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems* (pp. 99-120). Woodhead Publishing,
- Pellet Asturias (2021). *Base de datos de producción* [Database]. <http://www.pelletsasturias.com/es/productosyservicios.asp>

- Pérez, S., Renedo, C.J., Ortiz, A., & Mañana, M. (2008). Energy potential of waste from 10 forest species in the North of Spain (Cantabria). *Bioresource Technology*, 99(14), 6339-6345. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.12.014>
- Pérez-Martínez M., Cuesta-Santianes, M<sup>a</sup>. J. & Cabrera, J.A. (2008). Energía Solar Térmica, Informes Técnicos CIEMAT, N<sup>o</sup>. 1154. Publicaciones CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). <https://www.ciemat.es/portal.do?TR=A&IDR=1&identificador=460>
- Prasanna, A., Dorer, V., & Vetterli, N (2017). Optimization of a district energy system with a low temperature network. *Energy*, 137, 632-648. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.137>
- Proaño, L., Sarmiento, A. T., Figueredo, M., & Cobo, M. (2020). Techno-economic evaluation of indirect carbonation for CO<sub>2</sub> emissions capture in cement industry: A system dynamics approach. *Journal of Cleaner Production*, 263, 121457. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121457>
- Proskurina, S., Heinimö, J., Schipfer, F., & Vakkilainen, E. (2017). Biomass for industrial applications: The role of torrefaction. *Renewable Energy*, 111, 265-274. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.015>
- PVGIS (2022). *Photovoltaic Geographical Information System* [Database]. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en)
- Rämä, M., & Mohammadi, S. (2017). Comparison of distributed and centralised integration of solar heat in a district heating system. *Energy*, 137, 649-660. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.115>
- Reardon, A.C. (2011). *Metallurgy for the non-metallurgist*. ASM International.
- Resch, G., Held, A., Faber, T., Panzer, C., Toro, F., & Haas, R. (2008). Potentials and prospects for renewable energies at global scale. *Energy policy*, 36(11), 4048-4056. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.029>
- Riaza, J., Khatami, R., Levendis, Y. A., Álvarez, L., Gil, M.V., Pevida, C., Rubiera, F., & Pis, J. J. (2014). Single particle ignition and combustion of anthracite, semi-anthracite and bituminous coals in air and simulated oxy-fuel conditions. *Combustion and Flame*, 161(4), 1096-1108. <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2013.10.004>
- Ribeiro, J. M. C., Godina, R., Matias, J. C. O., & Nunes, L. J. R. (2018). Future perspectives of biomass torrefaction: Review of the current state-of-the-art and research development. *Sustainability*, 10(7), 2323. <https://doi.org/10.3390/su10072323>
- Rosillo-Calle, F., De Groot, P., Hemstock, S. L., & Woods, J, (2012). *The biomass assessment handbook*. Routledge.

- Sahoo, U., Kumar, R., Singh, S. K., & Tripathi, A. K. (2018). Energy, exergy, economic analysis and optimization of polygeneration hybrid solar-biomass system. *Applied Thermal Engineering*, *145*, 685-692. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.09.093>
- Sahu, S. G., Chakraborty, N., & Sarkar, P. (2014). Coal-biomass co-combustion: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *39*, 575-586. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.106>
- Saidur, R., Abdelaziz, E. A., Demirbas, A., Hossain, M. S., & Mekhilef, S. (2011). A review on biomass as a fuel for boilers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(5), 2262-2289. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.015>
- Saint-Marc, R. (2015). *Utilización de cultivos energéticos para generación eléctrica. Viabilidad técnico-económica* [Tesis de doctorado, Universidad de Oviedo]. <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/36740>
- San Cristóbal, J. R. (2011). Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method. *Renewable Energy*, *36*(2), 498-502. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.031>
- Sánchez-Durán, R., Luque, J., & Barbancho, J. (2019). Long-term demand forecasting in a scenario of energy transition. *Energies*, *12*(16), 3095. <https://doi.org/10.3390/en12163095>
- Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2013). Review of solar refrigeration and cooling systems. *Energy and Buildings*, *67*, 286-297. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.08.022>
- Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2018). A comprehensive review of thermal energy storage. *Sustainability*, *10*(1), 191. <https://doi.org/10.3390/su10010191>
- Sartor, K., & Dewallef, P. (2018). Integration of heat storage system into district heating networks fed by a biomass CHP plant. *Journal of Energy Storage*, *15*, 350-358. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.12.010>
- Satalkina, L., & Steiner, G. (2020). Digital entrepreneurship and its role in innovation systems: A systematic literature review as a basis for future research avenues for sustainable transitions. *Sustainability*, *12*(7), 2764. <https://doi.org/10.3390/su12072764>
- Scarpellini, S., & Aranda, A. (2009). *Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables*. Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- Scharlemann, J. P., Tanner, E. V., Hiederer, R., & Kapos, V. (2014). Global soil carbon: understanding and managing the largest terrestrial carbon pool. *Carbon Management*, *5*(1), 81-91. <https://doi.org/10.4155/cmt.13.77>
- SCOPUS (2024). *Abstract and citation database of peer-reviewed literature* [Database]. <https://www.scopus.com/home.uri?zone=header&origin=sbrowse>

- Sendeco2 (2021). *Base de datos del mercado de CO<sub>2</sub>* [Database]. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- Settino, J., Sant, T., Micallef, C., Farrugia, M., Spiteri Staines, C., Licari, J., & Micallef, A. (2018). Overview of solar technologies for electricity, heating and cooling production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *90*, 892-909. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.112>
- Shivakumar, A., Dobbins, A., Fahl, U., & Singh, A. (2019). Drivers of renewable energy deployment in the EU: An analysis of past trends and projections. *Energy Strategy Reviews*, *26*, 100402. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100402>
- Smil, V. (2018). *Energy and civilization: a history*. Massachusetts. MIT Press.
- Solar district Heating (2021). *European large scale solar heating plants database* [Database]. SDH Publications. <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>
- Solargis (2018). *Solar resource data: Solaris* [Database]. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/>
- Solomon, B. D., & Krishna, K. (2011). The coming sustainable energy transition: History, strategies, and outlook. *Energy Policy*, *39*(11), 7422-7431. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.009>
- Song, Y., & Wang, N. (2019). Exploring temporal and spatial evolution of global coal supply-demand and flow structure. *Energy*, *168*, 1073-1080. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.144>
- Srinivas, T., & Reddy, B. V. (2014). Hybrid solar–biomass power plant without energy storage. *Case Studies in Thermal Engineering*, *2*, 75-81. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2013.12.004>
- Suárez-Ruiz, I., & Crelling, J. C. (2008). *Applied coal petrology: the role of petrology in coal utilization*. Academic Press.
- Tiwari, G. N., & Tiwari, A. (2016). *Handbook of solar energy*. Springer.
- Trømborg, E., Ranta, T., Schweinle, J., Solberg, B., Skjevraak, G., & Tiffany, D.G. (2013). Economic sustainability for wood pellets production – A comparative study between Finland, Germany, Norway, Sweden and the US. *Biomass and Bioenergy*, *57*, 68-77. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.01.030>
- Uniconfort (2022). *Heating Systems*. Uniconfort projects. <https://www.uniconfort.com/en/plants/heating-systems/>
- Uris, M. (2017). *Viabilidad técnico-económica de la cogeneración para el sector residencial en España a partir de biomasa mediante ciclo de rankine orgánico* [Tesis de doctorado, Universidad Pontificia de Comillas]. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/19471>

- Vakulchuk, R., Overland, I., & Scholten, D. (2020). Renewable energy and geopolitics: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 122, 109547. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109547>
- Van Holsbeeck, S., & Srivastava, S. K. (2020). Feasibility of locating biomass-to-bioenergy conversion facilities using spatial information technologies: A case study on forest biomass in Queensland, Australia. *Biomass and Bioenergy*, 139, 105620. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105620>
- Vandermeulen, A., Van Der Heijde, B., & Helsen, L. (2018). Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review. *Energy*, 151, 103-115. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.034>
- Vassilev, S. V., Vassileva, C. G., & Vassilev, V. S. (2015). Advantages and disadvantages of composition and properties of biomass in comparison with coal: An overview. *Fuel*, 158, 330-350. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.05.050>
- Verhoeff, F., Pels, J. R., Boersma, A. R., Zwart, R. W. R., & Kiel, J. H. A. (2011). *ECN torrefaction technology heading for demonstration*. ECN (Energy research Centre of the Netherlands) Publications.
- Visa, I., Duta, A., Moldovan, M., Burduhos, B., & Neagoe, M. (2020). *Solar energy conversion systems in the built environment*. Springer.
- Waewsak, J., Ali, S., Natee, W., Kongruang, C., Chancham, C., & Gagnon, Y. (2020). Assessment of hybrid, firm renewable energy-based power plants: Application in the southernmost region of Thailand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 130, 109953. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109953>
- Wang, H., Duanmu, L., Lahdelma, R., & Li, X. (2017). Developing a multicriteria decision support framework for CHP based combined district heating systems. *Applied Energy*, 205, 345-368. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.016>
- Wang, J., & Yang, Y. (2016). Energy, exergy and environmental analysis of a hybrid combined cooling heating and power system utilizing biomass and solar energy. *Energy Conversion and Management*, 124, 566-577. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.07.059>
- Wang, J.M., Shi, Y.F., & Zhang, J. (2018). Energy efficiency and influencing factors analysis on Beijing industrial sectors. *Journal of Cleaner Production*, 167, 653-664. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.207>
- Weiss, W., & Spörk-Dür, M. (2020) *Solar heat worldwide – global market development and trends in 2019*. SHC (Solar Heating and Cooling Programme) Publications <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2020.pdf>
- WEKA (2020). The Waikato Environment for Knowledge Analysis (Versión 3.8.3) [Software]. URL: <https://www.cs.waikato.ac.nz/ml/weka/>

- Werner, S. (2017). International review of district heating and cooling. *Energy*, 137, 617-631. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>
- Wilén, C., Sipilä, K., Tuomi, S., Hiltunen, I., Lindfors, C., Sipilä, E., Saarenpää, T. L., & Raiko, M. (2014). *Wood torrefaction: market prospects and integration with the forest and energy industry*. VTT (Technical Research Centre of Finland) Publications. <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2014/T163.pdf>
- Witten, I.H., Frank, E., & Hall, M.A. (2016). *Data Mining: Practical machine learning tools and techniques*. Morgan Kaufmann.
- World Bioenergy Association (2021). *Global bioenergy statistics 2021*. WBA Publications. [https://www.worldbioenergy.org/uploads/211214\\_WBA\\_GBS\\_2021.pdf](https://www.worldbioenergy.org/uploads/211214_WBA_GBS_2021.pdf)
- World Coal Association (2017). *What is coal & where is it found?*. WCA Publications. <https://www.worldcoal.org/coal/where-coal-found>
- World Commission on Environment and Development (1987). *Our common future*. UN Publications.
- World Meteorological Organization (2013). *Guide to meteorological instruments and methods of observation. WMO-No. 8, Volume I: Measurement of meteorological variables*. WMO Publications. [https://library.wmo.int/doc\\_num.php?explnum\\_id=8669](https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=8669)
- Zhang, L., Li, F., Sun, B., & Zhang, C. (2019). Integrated optimization design of combined cooling, heating, and power system coupled with solar and biomass energy. *Energies*, 12(4), 687. <https://doi.org/10.3390/en12040687>

*Las documentos correspondientes a Tesis Doctorales publicadas [Tesis de doctorado], incluidos en la sección de “Referencias”, fueron considerados también como referencia en los aspectos formales para la adecuada presentación y estructuración de los diferentes apartados del presente documento.*



